

# HACIENDO RENTABLE EL HIDRÓGENO VERDE

## Las cadenas de valor

Marcos Rupérez Cerqueda  
Colaborador de Grupo Álava - Experto en hidrógeno



# CONTENIDO

1. GRUPO ÁLAVA	5
2. AUTOR	7
3. CONTEXTO ACTUAL	9
4. ¿ES CARO EL HIDRÓGENO VERDE?	17
5. DEFINIENDO LA CADENA DE VALOR	23
6. EL TAMAÑO IMPORTA	29
7. EL SECTOR ENERGÉTICO PIERDE PODER	33
8. LA RAMIFICACIÓN MULTISECTORIAL DE LAS CADENAS	35
9. LA COMPETENCIA EN LAS CADENAS	39
10. TRANSPORTE DE MERCANCÍAS	43
10.1 Marítimo	44
10.2 Terrestre	51
11. FERTILIZANTES Y AMONIACO	57
11.1 Alimentos	60
12. LAS BARRERAS DE TRANSMISIÓN DEL VALOR EN LA CADENA	65
13. OBLIGATORIEDAD LEGAL Y NORMATIVA	71
14. ¿LAS GARANTÍAS DE ORIGEN DEL HIDRÓGENO SIRVEN PARA TRANSMITIR VALOR?	75
15. CONCLUSIONES	79
16. BIBLIOGRAFÍA	85
17. FIGURAS	89



## 1. GRUPO ÁLAVA



Grupo Álava, empresa española conformada por 5 empresas y con su sede principal en Madrid, ha conmemorado su 50 aniversario en 2023 consolidándose como una empresa reconocida en el sector industrial. Se distingue por su capacidad para ofrecer soluciones innovadoras mediante la aplicación de tecnología avanzada con el propósito de brindar a los clientes una amplia gama de productos y servicios, y prosperar en un mercado altamente competitivo.

Con más de 200 profesionales especializados, donde el 90% son licenciados e ingenieros, cuenta con una dilatada experiencia en el sector que ha permitido llevar a cabo, con éxito, más de 1.000 proyectos en diversas industrias. Asimismo, tiene presencia global en 4 países: España, Portugal, Perú y Estados Unidos, y una facturación anual que supera los 60 millones de euros, con un crecimiento medio anual del 10%, que reflejan el compromiso y éxito en el mercado.

El espíritu innovador presente en la compañía le ha llevado a analizar el mercado y las tendencias tecnológicas actuales, y determinar la gran evolución que el hidrógeno renovable está desarrollando como componente fundamental contra el cambio climático y la descarbonización de la economía siendo éste reconocido, cada vez más, por su contribución al desarrollo de cadenas industriales y a la promoción de una economía verde de alto valor añadido.

Por ello, el hidrógeno renovable representa para Grupo Álava una oportunidad emocionante para contribuir, de la mano de sus clientes, al desarrollo de soluciones energéticas sostenibles y eficientes. De esta manera, se ha desplegado una completa oferta de equipos y servicios que permiten abarcar toda la cadena de valor del hidrógeno y brindar soluciones novedosas tanto para el sector industrial como para el I+D+i.

Este informe aporta el conocimiento que ayuda a transformar la visión y viabilidad que sobre hidrógeno verde hay en el mercado.

Consulta más información sobre la **propuesta de valor de hidrógeno de Grupo Álava**.



## PROBLEMAS GLOBALES



## 2. AUTOR

Marcos Rupérez es Ingeniero Industrial por la Universidad de Zaragoza, Máster en Hidrógeno y pilas de combustible en la Universidad de Aalborg (Dinamarca) y MBA del IE Business School Madrid con especialidad en Finanzas Corporativas.

Comenzó su carrera profesional como ingeniero responsable de proyectos en hidrógeno y energías renovables dentro del centro tecnológico Fundación Hidrógeno Aragón. Entre otros, fue responsable de diseño y construcción, del sistema de hidrógeno y de tracción eléctrica del primer velero 100% renovable en dar la vuelta al mundo navegado en la regata *Vendee Globe*.

En 2014, junto a otros socios, fundó la empresa Quionne, empresa de ingeniería en la que realizó proyectos de hidrógeno, movilidad eléctrica y piezas de fibra de carbono. El equipo de ingeniería de Quionne fue el responsable de ingeniería eléctrica del primer coche eléctrico en participar en el Rally Dakar en el año 2015. El coche fue originariamente diseñado como un vehículo de hidrógeno a pila de combustible.

En 2019 fundó, junto a otros socios, EWM soluciones (*Energy and Waste Management*) para aportar soluciones de ingeniería innovadoras al sector de los residuos, desde la perspectiva energética.

Actualmente se dedica a la consultoría y ejecución de proyectos de ingeniería relacionados con el hidrógeno como vector energético. Marcos mantiene una estrecha colaboración con Grupo Álava como consultor en su línea de negocio de hidrógeno. Además, Grupo Álava es el impulsor de presente informe, en el marco de dicha colaboración.

WEB: <https://www.marcosruperez.com/>

LINKED IN: <https://www.linkedin.com/in/marcosruperez/>



### 3. CONTEXTO ACTUAL

El hidrógeno verde se está convirtiendo en un elefante en la sala en el sector energético. Todo el mundo habla de él, se le dedican ingentes fondos públicos, pero no se acaban de materializar proyectos de envergadura relevante. En términos generales, esto es debido a que cuando trata de competir de igual a igual con los fósiles, pierde. Y pierde porque sus costes nivelados son superiores a los de los combustibles fósiles en la vasta mayoría de las aplicaciones. Dicha competitividad de tú a tú con los fósiles se analizó en profundidad en “El hidrógeno verde, ¿burbuja o una realidad energética?”<sup>[1]</sup> del mismo autor del presente informe.

Por otro lado, y dado el actual cambio climático y la urgencia por descarbonizar la economía, el hidrógeno verde es considerado un elemento indispensable según la planificación europea. Es la única opción viable para descarbonizar sectores como por ejemplo, los fertilizantes nitrogenados.

Entonces, ¿por qué tratamos de hacer competir en igualdad de condiciones los combustibles fósiles y las tecnologías verdes? ¿Acaso aportan el mismo valor a la sociedad? ¿Son simplemente el mismo producto final, pero con diferente color?

Aparentemente para poder responder a estas preguntas habría que definir **qué es el aporte de valor**. Para ello, vamos a tomar la siguiente definición para aporte de valor:

**“Aporte de valor, es el resultado que perciben los demás cuando hacemos algo de cierta importancia que satisface una necesidad o proporciona una mejora y esto les reporta un beneficio (económico o emocional) a cambio”<sup>[2]</sup>**

Si atendemos a esta definición, podemos intuir que probablemente, el hidrógeno verde, y las tecnologías verdes en general, aportan más valor a la sociedad que los combustibles fósiles. Ya que, me atrevería a afirmar, la mayoría de los ciudadanos perciben un mayor beneficio y satisfacción de sus necesidades cuando la energía que consumen (directa o indirectamente) se ha generado de forma más sostenible, de forma “verde”. Una prueba evidente de ello, es que los carteles publicitarios están plagados de generadores eólicos y placas fotovoltaicas sobre campos de hierba verde. Es entendible que ningún publicista quisiera asociar su imagen de marca a chimeneas de carbón o incluso a nuclear. Las energías verdes tienen buena prensa o, dicho de otra manera, aportan más valor que las fósiles al común de los ciudadanos. El aporte de valor es tal que los generadores y placas sobre campos verdes se ven no solo en anuncios de sector energía o aledaños, sino que se incluyen en todo tipo de



## La realidad de los proyectos de H<sub>2</sub> verde en España

España tiene el potencial de convertirse en un actor principal a nivel internacional en el desarrollo del hidrógeno verde, por sus recursos naturales renovables, por su ubicación estratégica y por su capacidad de innovación y desarrollo tecnológico, entre otros factores.

El H<sub>2</sub> en nuestro país puede desempeñar un papel cada vez más importante en el mix energético y contribuir a la mitigación del cambio climático.

El estudio de [Cepsa y Manpower](#) publicado en enero de 2024, anticipa que España liderará la producción de hidrógeno verde y que será el país que más empleos genere vinculados a esta actividad:



Prueba de ello son los proyectos de las empresas públicas y privadas de España en la actualidad, como muestra el [censo de proyectos de hidrógeno que publica la Asociación Española del Hidrógeno](#).



Censo de proyectos de hidrógeno (Asociación Española del Hidrógeno)

promociones de productos y servicios de otros sectores, es decir aparentemente el valor añadido debería ser masivo.

Y si bien este aporte de valor subjetivo es interesante, es cualitativo, no cuantitativo y es complejo definir cuán mayor es el aporte de valor de un producto respecto a otro. Pero para eso nuestra sociedad tiene el valor monetario de los productos asociado al precio.

En realidad, el tema de fondo que aquí estamos tratando es que aparentemente los ciudadanos están dispuestos a pagar más por productos o servicios de similares características, pero que en su ciclo de vida han sido más respetuosos con el medio ambiente. Ahora bien, la pregunta importante es:

**¿Cuánto más está dispuesto a pagar el consumidor por ese valor añadido sostenible?**

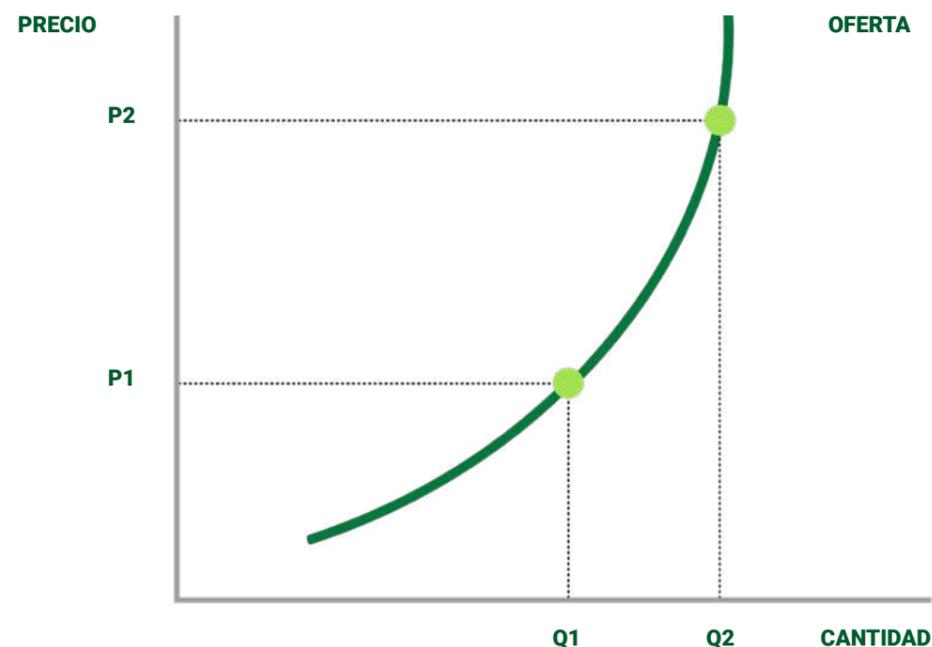
La respuesta a esta pregunta solo se puede obtener realizando propuestas verdes a los consumidores y observando su respuesta al precio. Un profesor de universidad una vez comentó:

**“Es de necios confundir valor y precio”**

Y esta frase es de aplicación directa en este caso, en el que el valor añadido verde sería esa cantidad monetaria extra que estaría dispuesto a pagar el consumidor final por un producto verde respecto a su competencia en base fósil. Por otro lado, el precio sería el valor monetario de venta al que se ofrecen dichos productos en un momento concreto.

Para descubrir cuál es el valor añadido para un consumidor de un producto verde hay que ofrecérselo a precios crecientes en el tiempo y ver en qué momento un individuo concreto decide no comprar ese producto. El precio inmediatamente inferior a ese sería el valor añadido verde que tiene ese producto para dicho consumidor, es decir el sobreprecio máximo al que estaría dispuesto a comprar el producto con valor verde. A efectos prácticos, este fenómeno es una curva en la que a mayores precios se obtienen cada vez menos ventas, ya que cada vez hay menos consumidores que consideran tanto valor añadido.

Por tanto, dado el contexto actual en el que el hidrógeno verde tiene un coste mayor



**Ilustración 1**

(Ejemplo de curva de precios, donde se observa como a mayor precio del producto, menor número de compradores aprecian el valor añadido en el producto como para comprarlo a ese precio)

que sus equivalentes fósiles para la misma aplicación, poner en valor monetario la mayor sostenibilidad es lo que podría hacer viables muchos de los proyectos hoy en día estancados.

Ahora bien, en este proceso no solo influye cuánto valor añadido al producto percibe el consumidor final, sino cuánto coste añadido tiene realizar ese proceso o producto con hidrógeno verde en lugar de con fósiles. De forma que un proyecto podría tener una oportunidad de rentabilidad si el sobre coste de ejecutarlo con hidrógeno verde es inferior al valor verde percibido por el cliente final. O, dicho de otra manera, el cliente final está dispuesto a pagar un plus de precio mayor que el plus de coste que supone el hidrógeno verde.

Así, por ejemplo, podríamos imaginar el caso de la caldera de vivienda de un usuario que consume gas natural y actualmente paga 40 €/MWh por su energía. Si asumimos que hipotéticamente dicha caldera pudiera funcionar con hidrógeno 100% con similares características (simplificación no realista), el proveedor de gas podría ofrecerle el servicio de suministro de hidrógeno verde en lugar de gas natural. Y probablemente

el consumidor final podría estar dispuesto a pagar un plus de precio por el valor de sostenibilidad (menores emisiones de CO<sub>2</sub>) subyacente en el hidrógeno verde. Ahora bien, ¿cuánto más? Es ahí donde la compañía debería hacer una prospección de precio para averiguar cuál es el plus de precio máximo que dicho cliente estaría dispuesto a pagar, o dicho de otra manera cuál es el valor añadido real que percibe el cliente. Supongamos que lo ha realizado y el cliente está dispuesto a pagar un 10% más de precio por el suministro de hidrógeno verde, es decir 44€/MWh. Pues bien, en este momento es la compañía la que tiene que comparar ese 10% de valor añadido para el cliente con el sobre coste que le supone ofrecer hidrógeno verde, si ese sobre coste es inferior al 10% existe rentabilidad en la operación y si es superior, no.

Los números y el supuesto planteado son hipotéticos solo para introducir al lector en la dinámica, pero supongamos que el coste de generar ese hidrógeno verde fuera 75 €/MWh. La acción lógica para un gasista sería no cerrar la operación. Porque si bien el producto aporta valor añadido al cliente, no el suficiente como para cubrir el sobre coste. En tal caso, el gasista tendría que ofertar el producto "hidrógeno verde" al mercado a 80€/MWh (con cierto margen) y prospectar la citada curva de mercado (Ilustración 1) para ver cuántos clientes finales estarían dispuestos a pagar un plus del 100% (doble de precio) por el valor añadido verde y ahí comprender el potencial volumen de negocio de ese producto. Probablemente, pocos clientes estarían dispuestos a pagar dicho plus, y la operadora debería dimensionar sus instalaciones de hidrógeno acorde a dicho volumen.

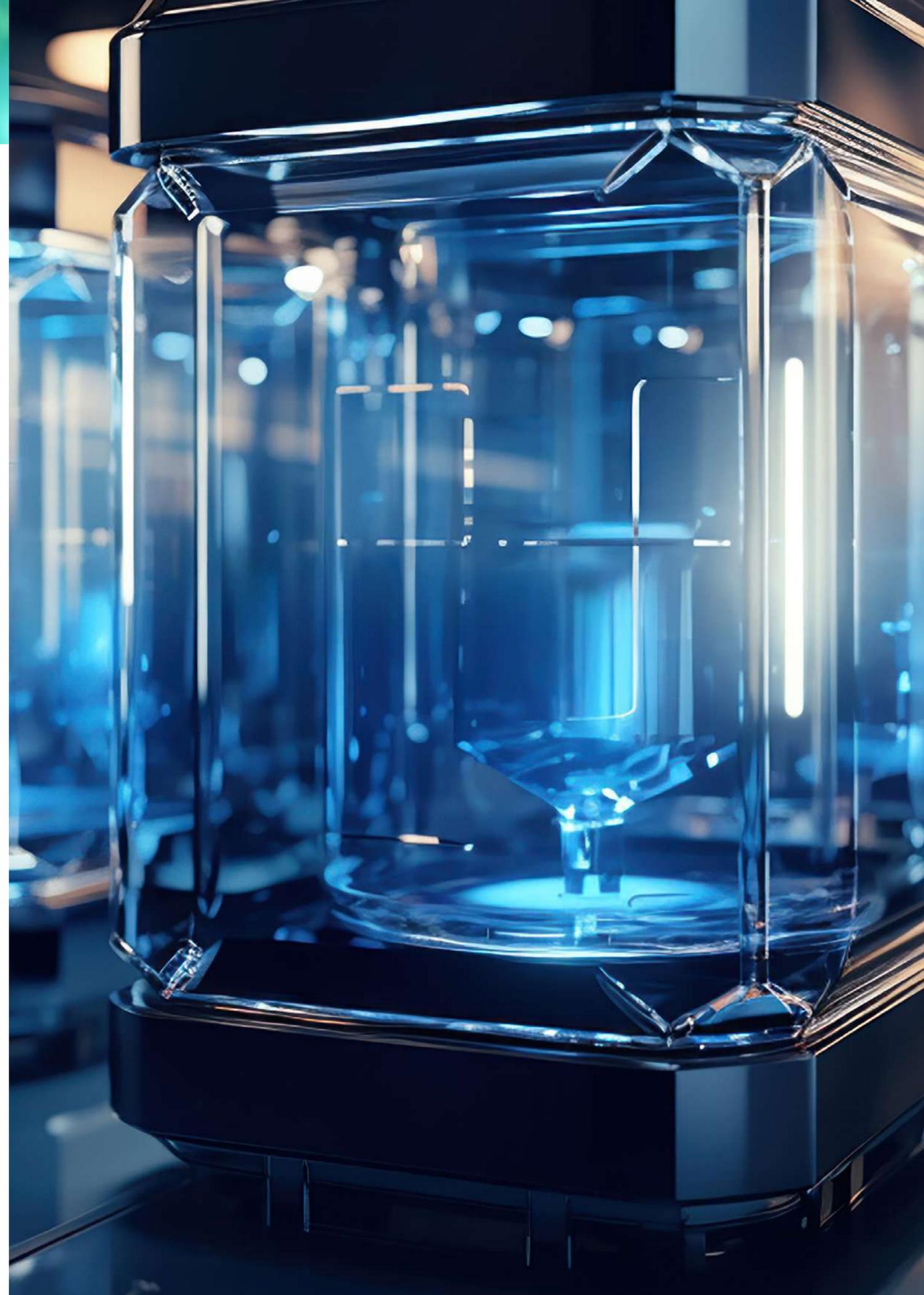
Aun así, hay que comprender que los supuestos son muy diferentes en cada sector, ya que tanto el valor percibido como el coste repercutido son muy variables y los costes del hidrógeno verde se diluyen en una amplia diversidad de sectores económicos, con diferentes dinámicas de costes y precios. Y, por tanto, cada sector e incluso cada producto candidato a contener valor del hidrógeno verde, merece un estudio y prospección particular. El caso expuesto del gas natural es uno de los más simples posibles porque se realiza una venta directa de hidrógeno a un consumidor final. Sin embargo, el modus operandi habitual de los sectores donde interviene el hidrógeno verde es tal, que el aporte de valor añadido se realiza en lugares de la cadena de valor mucho más alejados del cliente final.

Además de los números en sí, otro tema importante a tener en cuenta es la **comunicación del valor**. Porque en muchas ocasiones sucede que no se acaba comunicando al consumidor final correctamente el valor añadido verde del producto.

Valor asociado a los sobrecostes que se han asumido en la producción de ese producto o servicio. O bien se comunica, pero no se eleva el precio en consecuencia y por tanto se da a entender al cliente que en realidad no existe tal valor añadido, al menos no en términos monetarios. Este proceso comunicativo tiene fuertes barreras, ya que habitualmente el valor añadido del hidrógeno verde está en las bases de la economía industrial, alejado del consumidor final y con complejos procesos técnicos asociados y, por tanto, complejos de comunicar y de poner en valor para el cliente final. Es por eso que **la comunicación del valor en sí es un fuerte reto.**

Es sobre esta compleja temática expuesta en estas introductorias líneas sobre la que va a versar este informe. En él se va a tratar de explicar **cómo es posible transmitir en las cadenas de valor el sobrecoste del hidrógeno verde hasta el consumidor final de los productos.** Comprendiendo cuánto es el sobrecoste y cómo repercute en los costes finales de los productos. Tratando de averiguar si la cadena de valor tiene o no capacidad de transmitir ese aumento de coste. O si, por el contrario, el sobrecoste es más alto que el valor añadido para el ciudadano.

Por adelantado se anuncia al lector que la temática discutida en este informe es compleja y multisectorial, por lo que el informe va a tratar de mostrar caminos posibles y reflexiones más que conclusiones contundentes que, por otro lado, son imposibles sin una prospección uno por uno de todos los mercados implicados. Este informe ha de verse como un primer paso en la materia que arroja luz a un complejo y apasionante camino, para el hidrógeno verde, pero también para la economía sostenible en su globalidad.





## 4. ¿ES CARO EL H<sub>2</sub> VERDE?

Para dilucidar si el hidrógeno verde es caro hoy en día, habría que comprender si el precio de venta al que lo ofrecen los productores es mayor o menor que el que está dispuesto a pagar un cliente comprador del mismo. Y como los compradores suelen ser industriales que repercuten sus costes hacia el consumidor final en la cadena de valor, la pregunta correcta sería si **el coste repercutido al cliente final del hidrógeno verde es mayor o menor que el valor añadido que reconoce el mismo**.

En muchas ocasiones se habla del precio del hidrógeno verde, como si fuera un valor conocido. Cuando la realidad es que para que exista un valor conocido de precio, tiene que haber un cierto mercado líquido realizando transacciones de compra venta y cerrando operaciones a un precio concreto. Y entonces, y solo entonces, podemos decir cuál es el precio. Por tanto, a día de hoy en términos generales se puede afirmar que no hay un precio de hidrógeno verde.

¿Por qué? Porque no hay un mercado líquido cerrando transacciones aún. El único hidrógeno del cual se conoce su precio es el hidrógeno gris (generado por reformado de gas natural). Dicho precio oscila entre los 1,5 y 3,7 €/kg, dependiendo del precio de mercado de gas natural, el precio más probable en 2024 podría rondar los 2,5€/kg. Los cálculos respectivos a esta estimación de precios se pueden ver en la Ilustración 2.

PRECIO H <sub>2</sub> GRIS			
	Pesimista	Probable	Optimista
Precio gas natural	20 €/MWh	40 €/MWh	60 €/MWh
Eficiencia reformado (aprox)	70 %	70 %	70 %
Precio H <sub>2</sub> gris	28,6 €/MWh	57,1 €/MWh	85,7 €/MWh
Precio competitivo H <sub>2</sub> verde	1,5 €/Kg	2,6 €/Kg	3,7 €/Kg

**Ilustración 2**  
(Precio potencial del hidrógeno gris, escenarios optimista y pesimista desde la perspectiva de la promoción del H<sub>2</sub>, cálculos del autor)

Por otro lado, sí se pueden estimar los costes que tendría el hidrógeno verde en su producción, ya que se conocen los costes de los equipos y sus costes operativos (energía, mantenimiento...). En la Ilustración 3 realizamos una estimación de diferentes escenarios de posibles precios de hidrógeno verde:

<b>COSTES ESTIMADOS DEL HIDRÓGENO VERDE (MARZO 2024)</b>			
	Conservador	Probable	Optimista
Coste de energía eléctrica	60 €/MW	50 €/MW	40 €/MW
CAPEX (electrolizador)	1.200.000 €/MW	850.000 €/MW	750.000 €/MW
Vida útil del electrolizador	60.000 h	80.000 h	100.000 h
Horas de operación anuales	2.920 h/año	4.380 h/año	5.475 h/año
Eficiencia electrolizador (%PCI)	55 %	60 %	65 %
Años de operación del electrolizador (stack)	20,55 años	18,26 años	18,26 años
Producción de H <sub>2</sub> por MW eléctrico	17 Kg H <sub>2</sub> /h	18 Kg H <sub>2</sub> /h	20 Kg H <sub>2</sub> /h
Producción anual de H <sub>2</sub>	48.667 Kg	79.636 Kg	107.841 Kg
Coste anual de electricidad/por MW	175.200 €	219.000 €	219.000 €
Ingresos anuales por venta de H <sub>2</sub>	332.969 €	330.753 €	317.605 €
Flujo de cada anual	157.769 €	111.753 €	98.605 €
<b>Coste producción H<sub>2</sub></b>	<b>6,84 €</b>	<b>4,15 €</b>	<b>2,95 €</b>
<b>Coste producción H<sub>2</sub></b>	<b>205 €/MW</b>	<b>125 €/MW</b>	<b>88 €/MW</b>
WACC	10 %	10 %	10 %

**Ilustración 3**

(Cálculos de diferentes escenarios de costes del hidrógeno verde electrolítico, cálculos del autor)

Por tanto, a día de hoy, el coste de producir hidrógeno verde (teniendo en cuenta los altísimos costes de capital actuales, 10% WACC) se sitúa en la horquilla de 3 a 7 €/kg. Por lo que se podría asumir que potenciales productores de hidrógeno verde podrían estar dispuestos a vender dicho hidrógeno a esos costes más un margen industrial adecuado.

Pues bien, si comparamos ese potencial coste de la oferta de hidrógeno verde con el precio del hidrógeno gris en mercado (cautivo), podemos concluir sin equivocarnos que el hidrógeno verde es caro. Porque el precio de venta de hidrógeno gris está por debajo de los costes de producción del hidrógeno verde<sup>[1]</sup>.

Pero de nuevo deberíamos aproximarnos a la reflexión que pretende realizar este informe, no tiene sentido comparar de igual a igual el hidrógeno gris y el verde porque no tienen el mismo valor añadido para la sociedad y por tanto el consumidor final probablemente estará dispuesto a que se le repercuta un coste mayor por el valor añadido sostenible. El problema es que ese valor añadido del hidrógeno verde para el consumidor aún está por descubrirse en cada uno de los sectores BTC (*Business To Customers*) en los que el hidrógeno verde potencialmente podría repercutir costes a través de sus cadenas de suministro.

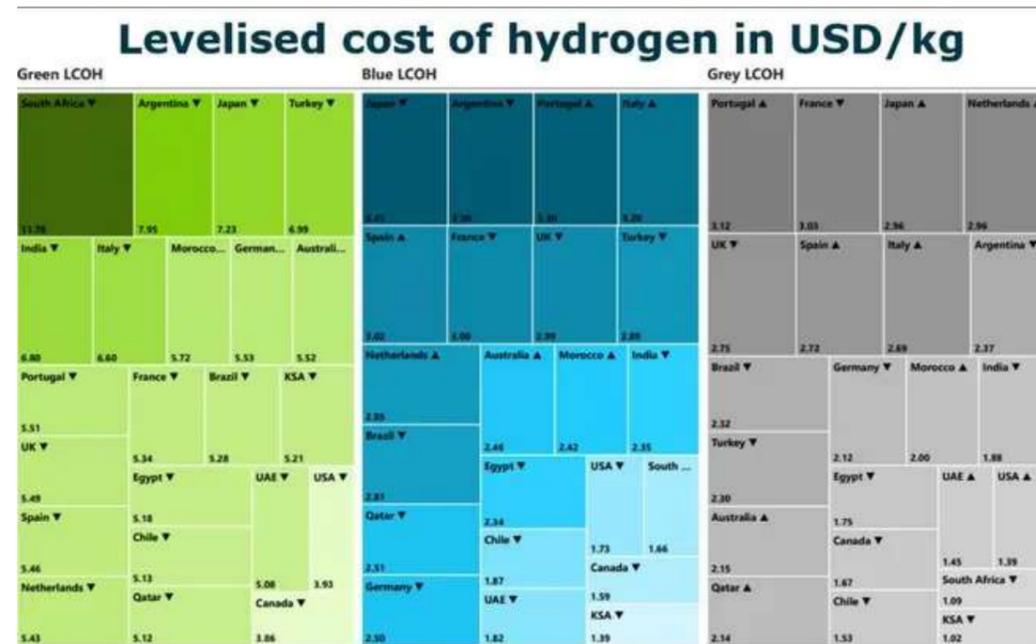
Por tanto, no sabemos a día de hoy si el hidrógeno verde es caro o barato porque desconocemos, por el momento, cuánto más está dispuesto a pagar el consumidor final por productos verdes que integren este hidrógeno en su cadena. Además, la pregunta en sí no es suficientemente específica, ya que en última instancia los mercados en los que se aplica ese coste son diferentes y por lo tanto podría ser considerado caro en unos y barato en otros.

Así pues, por ejemplo, un consumidor final de un smartphone podría estar dispuesto a pagar el sobrecoste de transportar dicho artículo en un barco impulsado con metanol verde (portador de hidrógeno) y sin embargo, un consumidor de maíz no está dispuesto a pagar ese sobrecoste, cuando ambos partirían del mismo fenómeno de transporte, operar un barco con metanol verde. Y he aquí la complejidad de transmitir el valor en las cadenas, que estas se ramifican en muchos sectores y cada uno de ellos tiene su propio mercado y estructura de costes.

Hay factores importantes actualmente, cuánto porcentaje del precio supone el hidrógeno en el producto final actualmente, y qué incremento del mismo supondría utilizar hidrógeno verde. Ya que en ocasiones, aun cuando el coste pueda subir mucho

por utilizar hidrógeno verde, este coste no representa una parte importante del coste final del producto y por tanto este tiene capacidad de asumir la subida. Por otro lado, hay sectores en los que los consumidores están más dispuestos a pagar una prima verde que en otros.

En próximos apartados vamos a tratar de analizar un poco mejor algunos de los supuestos de transmisión de valor para comenzar a comprender mejor la dinámica hacia el consumidor final.



**Ilustración 4**

(Costes del hidrógeno en diferentes países según método de producción, <sup>[3]</sup>)





## 5. DEFINIENDO UNA CADENA DE VALOR

En este informe vamos a definir una cadena de valor como un proceso económico y social en el que, desde las materias primas básicas de minería, se va añadiendo valor a los productos hasta llegar estos a ser productos de consumo.

En esta definición, en cada etapa de la cadena se va realizando un aporte de valor en el que se parte de un elemento básico al que se le aporta energía, conocimiento y trabajo humano y se obtiene un producto con mayor valor añadido. En términos puramente económicos, ese valor añadido se mide en que el precio de salida es mayor que el de entrada y de ahí que las empresas obtengan beneficio por el aporte de valor que realizan.

El concepto que estamos desgranando en este informe es que, en los eslabones de una cadena de valor, en la que podría intervenir el hidrógeno verde, este aporta más valor por ser sostenible que los elementos a los que sustituye (fósiles). Y, por tanto, el coste es mayor y los precios deberían ser mayores. Lo cual repercutirá en toda la cadena hasta llegar al usuario final que pagará unos mayores precios por el hecho de haber sido utilizado hidrógeno en un eslabón intermedio.

Aunque realmente, el proceso es al revés, es el consumidor final el que va a definir si está dispuesto, o no, a pagar un precio superior porque se utilice hidrógeno verde en la cadena de valor. Es decir, si existe aporte de valor para él o no.

Así, por ejemplo, un comprador de verduras en un supermercado podría estar dispuesto a pagar un plus de precio por verduras que han sido cultivadas con cero emisiones de CO<sub>2</sub>. Estaría mandando un mensaje a la cadena de valor alimentaria diciéndole que pueden utilizar fertilizantes nitrogenados en base a hidrógeno verde como abono, porque él está dispuesto a pagar el sobrecoste que esto supone.

Ahora bien, el proceso es más complejo cuantos más eslabones disponga la cadena, y cuanto más lejos esté el hidrógeno del consumidor final, porque la comunicación del valor es menos percibida por este. Además, siempre hay que tener en cuenta el valor numérico. ¿Cuánto sobrepeso está dispuesto a asumir el consumidor final?

En algunos casos, aun siendo alto el coste del hidrógeno verde respecto al combustible fósil que sustituye, este sobrecoste puede diluirse hasta representar una pequeña fracción del coste para el consumidor final. Y, sin embargo, el consumidor final puede que perciba mucho valor añadido en ello.

Del mismo modo puede suceder lo contrario en algunas cadenas, donde el consumo



## La importancia de la adopción de tecnologías verdes en un contexto global de descarbonización

La **Unión Europea** y **España** se han comprometido con la neutralidad climática para 2050. Para lograrlo, han implementado medidas concretas, como el **Acuerdo Verde Europeo** y la **Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050**, que establecen objetivos ambiciosos para reducir las emisiones y promover energías renovables y eficiencia energética.

El **desarrollo tecnológico desempeña un papel crucial** en la consecución de estos objetivos, además de impulsar la innovación, el empleo y promover la competitividad económica a largo plazo.

### ¿Cuál es el foco del desarrollo de tecnologías verdes actualmente?



**Energías renovables avanzadas**, como solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica, que son fundamentales para la transición hacia un sistema energético descarbonizado.



**El almacenamiento de energía**, mediante tecnologías como baterías de gran escala, almacenamiento térmico y de hidrógeno, para garantizar un suministro de energía estable desde fuentes renovables.



**La movilidad eléctrica**, con el desarrollo de vehículos eléctricos y sistemas de carga rápida para reducir las emisiones en el transporte.



**El uso del Hidrógeno verde**, producido a partir de energías renovables, como una fuente de energía limpia y versátil en diversos sectores.



**La eficiencia energética**, a través de tecnologías para mejorar la eficiencia en edificios, industrias y procesos de producción, reduciendo así el consumo de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero.

de fósil al que sustituye el hidrógeno sea muy relevante y por tanto el impacto de los sobrecostes sea muy importante en el precio final. Y, además, podría darse que sea un proceso oculto al cliente final y por tanto este no es capaz de ver ese valor añadido y no estar por tanto dispuesto a pagarlo. En este caso sería complejo hacer un proyecto rentable que transmita el valor.

Es por ello que la comunicación del valor añadido al consumidor final es la clave última de lo que aquí se debate.

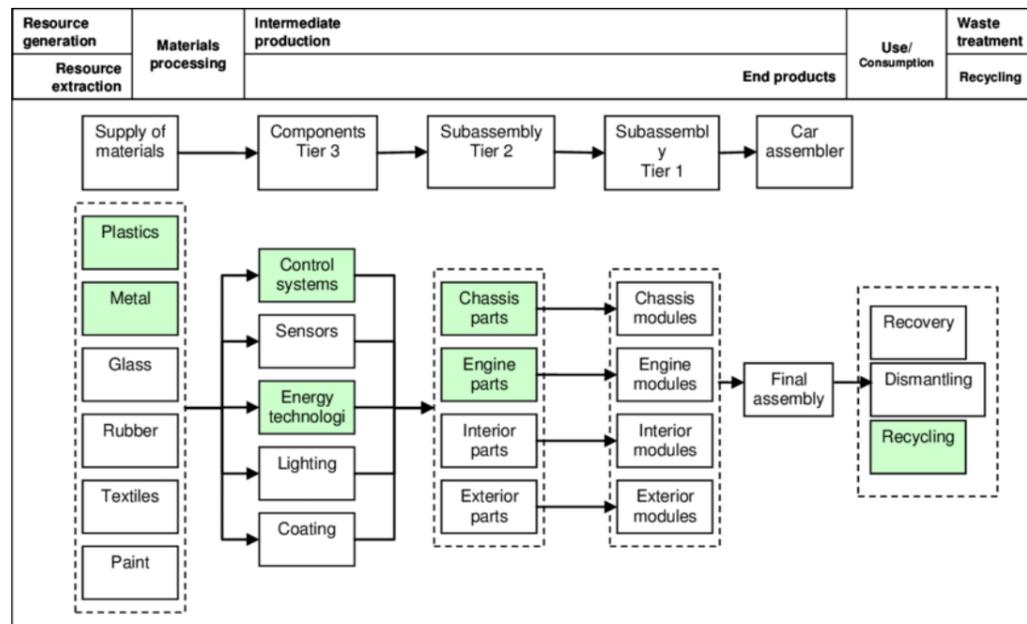
El concepto a trasladar es que una de **las claves del sector hidrógeno es comunicar y repercutir su valor añadido hasta las etapas más cercanas posibles al consumidor final**. Y de esta forma comprender mejor en qué casos el consumidor está dispuesto a pagarlo y en qué volúmenes de ventas.

Para ello, es de vital importancia la mayor integración vertical posible en los proyectos, tratando de llegar hasta el consumidor final, implicando empresas de toda la cadena de valor ya que, en las economías actuales el consumidor final es el que tiene el poder de definir por qué está dispuesto a pagar y por qué no. La decisión de compra es la forma en la que comunica a la economía qué tiene valor para él y qué no y a qué precio.

Además, hay que entender que los consumidores finales cuando toman la decisión de pagar más por un determinado valor de producto (en este caso el hidrógeno verde) están desplazando actividad económica de otros sectores para elegir el valor verde. Y, por tanto, están definiendo en última instancia cómo quieren que sea su sociedad y hacia dónde deben dirigirse los recursos.

Como veremos en apartados posteriores, el estado puede forzar ciertos sobrecostes sin tener en cuenta al consumidor final, mediante leyes, obligaciones y subsidios. Pero en el fondo el Estado solo “se atreve” a obligar o imponer sobrecostes en aquellas cadenas de valor que intuye pueden absorber el valor añadido. Bien sea porque los consumidores finales están dispuestos a hacer el esfuerzo, o simplemente porque los cambios a los que obliga el estado no tienen un fuerte impacto en el precio y el consumidor final no es capaz de percibir los motivos de ese sobreprecio.

Porque, no nos confundamos, el consumidor final siempre manda, y si el estado u otros entes le obligan a asumir sobrepuestos en los que él no ve valor real, protestará y habrá revueltas. Si todo se obliga por ley simplemente, sin entender el valor real para el ciudadano, este se revolverá contra ello comunicando que no quiere que los recursos se distribuyan de esa forma, de eso va la democracia en el fondo.



**Ilustración 5**  
(Ejemplo de cadena de valor del sector automotriz, <sup>[4]</sup>)





## 6. EL TAMAÑO IMPORTA

Atendiendo a la curva de precios (Ilustración 1) en la que a precios mayores el número de consumidores que verán el valor suficiente en un proyecto de hidrógeno verde será menor, se debe asumir que el mercado de un proyecto será decreciente cuanto mayor sobrecoste exista con respecto a la opción no descarbonizada.

Y, por tanto, **se debería tener mucha cautela con el tamaño de los proyectos de hidrógeno**. Porque, si bien, mayores tamaños de instalación hacen que apliquen economías de escala y por tanto costes de hidrógeno verde más bajos, a la vez una gran instalación podría generar una cantidad de hidrógeno tan grande que no existan suficiente número de consumidores finales dispuesto a pagar ese sobreprecio.

Así, podríamos tomar de ejemplo el proyecto Iberdrola en Puertollano (Ciudad Real), donde generan amoniaco verde en base a hidrógeno renovable. El amoniaco se genera en una planta de Fertiberia que a su vez genera productos verdes de mayor coste que los tradicionales <sup>[5]</sup>. Es decir, Fertiberia trata de repercutir el sobrecoste del hidrógeno verde en forma de valor añadido de sus productos, ofreciendo productos premium libres de emisiones a sus clientes. Si los clientes reconocen ese valor, solo lo sabremos con el tiempo, en el caso de que Fertiberia logre vender o no sus productos en volumen suficiente, si bien a buen seguro ese volumen será muy inferior al de sus productos tradicionales.

Un reflejo interesante de esa realidad es que el primer producto que Fertiberia ha comercializado no es un fertilizante verde (que sería su producto más genérico) sino un explosivo en base a nitrato amónico verde <sup>[6]</sup>. Un producto de mucho menos volumen probablemente y de más valor, que además ha lanzado el producto en alianza con el *partner* Orica para así asegurarse que transmite mejor el valor hacia abajo en la cadena de valor. Además, el dimensionamiento de la planta de Fertiberia es de tal magnitud que el hidrógeno verde solo es una pequeña parte del hidrógeno que consumen, de forma que la mayoría de su producción se coloca a precios de mercado y tienen una pequeña producción de productos verdes premium que pueden colocar a precios superiores en mercados premium de clientes que están dispuestos a pagar el sobrecoste verde.

En cualquier caso, la reflexión de este apartado es que aun habiendo cadenas de valor en las que se puede transmitir el sobrecoste del hidrógeno verde y los clientes están dispuestos a pagarlos, con total seguridad los volúmenes de compra serán limitados. Por tanto, en el diseño de proyectos de generación de hidrógeno el tamaño importa, porque grandes proyectos tendrán más dificultades para encontrar lugares con volumen



## La necesidad de impulsar proyectos de I+D+i

La ejecución de proyectos de **Investigación y Desarrollo (I+D)** de pequeña y mediana escala es esencial para potenciar el uso del hidrógeno como fuente energética limpia y sostenible en el futuro, buscando mejorar su producción, almacenamiento, transporte y aplicación de manera más eficiente y económica, con el objetivo de transferir ese conocimiento a nuestra sociedad.

¿Por qué invertir en este tipo de proyectos?



### REDUCCIÓN DE COSTES

Desarrollando tecnología que reduzca los costes asociados a la producción y uso del hidrógeno, haciéndolo más competitivo y facilitando su adopción a gran escala en diversos sectores.



### ESCALABILIDAD

Los proyectos de I+D de pequeña o mediana envergadura sirven como pruebas de concepto para tecnologías emergentes del hidrógeno, evaluando su viabilidad técnica y económica antes de su implementación a gran escala.



### FOMENTO DEL CONOCIMIENTO

Estos proyectos generan un conocimiento y experiencia compartibles entre los distintos actores, facilitando una mejor comprensión y aplicación de esta tecnología.



### DIVERSIFICACIÓN ENERGÉTICA

La emergencia climática requiere avances en la integración eficiente del hidrógeno en la matriz energética, complementando otras fuentes renovables.

suficiente donde encajar su valor verde hacia abajo en la cadena de valor, aunque este factor podría verse mitigado, en parte, con el menor precio de producción de dichos proyectos.

Los grandes proyectos de cientos de megavatios que se anuncian solo tendrán cabida si compiten de tú a tú con los fósiles a precio; sino será complejo repercutir hacia abajo en la cadena de valor un volumen tan grande de hidrógeno.



**Ilustración 6**

(Planta de generación de hidrógeno verde de Iberdrola en Puertollano. hidrógeno consumido en la planta de Fertiberia anexa, <sup>[9]</sup>)



## 7. EL SECTOR ENERGÉTICO PIERDE PODER

El sector energético de generación eléctrica está acostumbrado a vivir de espaldas a la sociedad (ciudadanos), en su propio submundo de negociación de megavatios. Es una *commodity* que sirve energía en diferentes formas a la industria, principalmente. Pero rara vez se ve obligado a integrarse verticalmente con otras empresas de sectores más cercanas al consumidor final. Hay que aclarar que nos referimos solo a la rama industrial de mayor volumen, no de la venta directa eléctrica a viviendas, que no aplica para el hidrógeno.

Sin embargo, si quiere transmitir el valor verde del hidrógeno u otras tecnologías sostenibles va a tener que depender de aquellas empresas que tienen el pulso de los mercados de consumidores finales no energéticos. Porque son esas las que pueden vender las bonanzas del mismo para que los consumidores finales estén dispuestos a pagar una prima en sus productos generados con hidrógeno verde en su proceso.

Este hecho hace que el sector energético pierda poder y pase a ser más dependiente de los subsectores verticales que tienen el control del consumidor final. Las marcas BTC (*Business To Customer*) y los *retailers* son los que en última instancia tienen que vender al consumidor final el valor sostenible como un atributo de mayor calidad de los productos por el que merece la pena pagar un plus.

En última instancia, la dependencia es de los departamentos de marketing de esas grandes empresas BTC, que pueden convencer o poner en valor la sostenibilidad de sus productos. Por lo que también hay una labor de hacer comprender a esos departamentos los valores industriales básicos que el hidrógeno verde aporta a sus productos.

El gran mercado líquido en el que actualmente viven las empresas energéticas, donde todos los megavatios tienen el mismo valor, podría perder relevancia por contratos con empresas más cercanas a consumidores finales que puedan repercutir mejor los sobrecostes del hidrógeno verde en los consumidores finales. La integración vertical de los proyectos será una de las grandes claves de los proyectos verdes de éxito.



## 8. LA RAMIFICACIÓN MULTISECTORIAL DE LAS CADENAS

En las cadenas de suministro, los aportes de valor al inicio de las mismas tienden a diluirse dada su ramificación. Y en el fondo esta es la razón de que las energías actualmente sean un *commodity* y vivan separadas en gran parte de los aportes de valor que describen los departamentos de marketing BTC (*Business to Customers*) a los clientes finales.

La energía y las materias primas (donde se enmarca el H<sub>2</sub> verde) son un aporte de valor básico a los inicios de la cadena industrial que es difícil de comprender por el consumidor final. De hecho, suele ser un valor difícil de comprender para los departamentos de marketing BTC, lo cual supone una barrera añadida a la comunicación del valor.

Podríamos analizar, a modo de ejemplo, la descarbonización del sector del acero. Si en una acería concreta decidieran cambiar su antiguo alto horno de carbón por un sistema de DRI (*Direct Reduction Iron*) en base a hidrógeno verde, obtendrían acero de similar calidad, pero a un mayor precio y no emitiría CO<sub>2</sub> en el proceso. El problema es que este acero verde se vende a industria intermedia que muchas veces no está conectada con el consumidor final, por lo que con ese acero verde se fabrican piezas que integran productos que después de 2 ó 3 eslabones de la cadena acaban en el consumidor final. Cuando el producto llega al cliente, este desconoce los eslabones de la cadena de suministro y procesos, y por tanto es muy difícil que valore que en los primeros escalones se emitió menos CO<sub>2</sub> como un valor añadido.

Además, ese acero se vende para manufacturar diferentes productos finales. De manera que una misma industria común, está aportando valor a la vez a subsectores diferentes. Esta ramificación de las cadenas de valor y suministro hace que aun sea más difícil repercutir el valor o realizar las inversiones.

Porque, por ejemplo, bien pudiera ser que esa acería tuviera un cliente automotriz que estuviera dispuesto a comprar el acero verde más caro porque él sí vende al consumidor final y puede aumentar el precio de sus vehículos en proporción y sus clientes están dispuestos a pagar el plus. En este caso, la cadena de valor es corta y al fabricante le ve posible transmitir el valor verde a sus consumidores. Pero la acería vende a muchos otros sectores y probablemente otros no estarán dispuestos o no verán posible transmitir el sobrecoste. Entonces la acería se ve en un dilema, porque algunos sectores sí están dispuestos a pagar el valor, otros no, y sin embargo es necesario suficiente volumen de consumo para ejecutar la inversión.



## La descarbonización del sector del acero



En el mundo se producen **1.900 millones de toneladas de acero al año**

Supone un 8% de las emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel mundial y un 33% de las emisiones industriales totales.

La iniciativa internacional **SteelZero**, liderada por Climate Group en colaboración con **Responsible Steel**, ha establecido el objetivo de utilizar un 50% de acero de bajas emisiones para 2030, con vistas a llegar a cero emisiones en 2050.

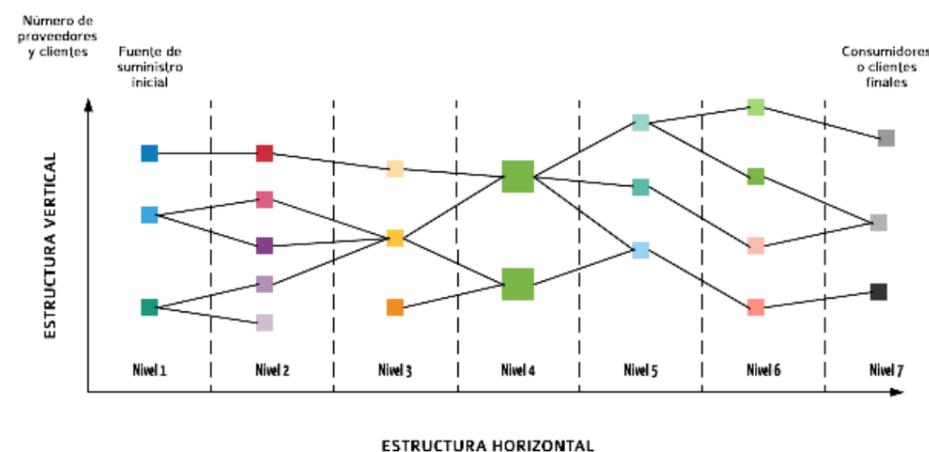
En Europa ya existen varios proyectos (**Hybrit** o **H<sub>2</sub> Greensteel**), que pretenden reemplazar los combustibles fósiles por hidrógeno verde.

En España, la planta de **ArcelorMittal** en Sestao ya cuenta con el primer ‘calentador de cuchara’ para fundición en el mundo que funciona con hidrógeno verde como combustible.

Algunos de los eslabones de la cadena de valor también se están sumando al uso de este acero obtenido con bajas o nulas emisiones. **Porsche**, por ejemplo, utilizará acero “verde” procedente de la acería sueca **H<sub>2</sub> Green Steel** para sus vehículos de producción a partir de 2026.

Como puede observarse el problema de la ramificación multisectorial de las cadenas está relacionado con el del volumen de los proyectos mencionados anteriormente, ya que este problema expuesto podría obligar a los proyectos a dimensionarse adecuadamente teniendo en cuenta un volumen de producción ajustado a los volúmenes de las ramas de la cadena que sí puedan transmitir el valor.

Los proyectos que tengan en cuenta la dimensión vertical de aporte de valor hasta el cliente final, por qué ramas de la cadena y con qué *partners* van a realizarlo, serán con total probabilidad los proyectos de hidrógeno más exitosos.



**Ilustración 7**

(Ejemplo de cadena de suministros ramificada, donde se puede observar como para un consumidor final puede ser muy difícil o imposible comprender el valor aportado en eslabones del nivel 1 (donde suele estar el hidrógeno verde) <sup>[7]</sup>)

## 9. LA COMPETENCIA EN LA CADENA

Hasta ahora hemos visto que la capacidad de comunicar el valor del hidrógeno verde a través de la cadena de suministro hasta el consumidor final es un parámetro importante. Del mismo modo, es importante conocer el valor añadido monetario que el consumidor está dispuesto a pagar como plus de precio. De esta forma un consumidor final bien informado y que aprecia el valor del hidrógeno verde en su producto final y que además está dispuesto a pagar un sobreprecio que hace viable cubrir los costes asociados, haría viable un proyecto.

Sin embargo, no hay que perder de vista la competencia en la descarbonización, porque si bien podríamos lograr todo lo expuesto, podría suceder que otra tecnología diferente al hidrógeno verde logre el mismo aporte de valor a un menor coste y, por tanto, el consumidor final pueda recibir el mismo valor verde con menos incremento de precios. En este caso, aunque pudiera ser viable el proyecto de hidrógeno, probablemente no se llevaría a cabo porque hay una opción de similar valor más barata.

De este modo podríamos imaginar el supuesto expuesto anteriormente de un gasista que quiere vender hidrógeno verde para ser utilizado en calderas de gas natural. Y podríamos pensar un caso en el que el gas natural costara 40 €/MWh y el hidrógeno verde equivalente únicamente 44 €/MWh. Y además, el consumidor final podría estar dispuesto a pagar el sobrecoste del 10% por el valor añadido de no emitir CO<sub>2</sub>. Y en tal caso podríamos pensar que el proyecto es viable y que la decisión del gasista debería ser invertir en hidrógeno verde para suministrar a esos clientes.

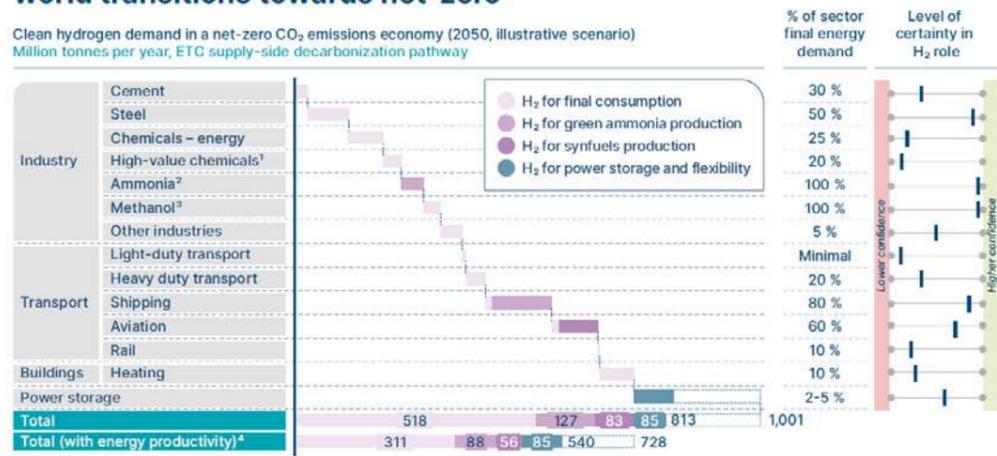
Sin embargo, también existen las bombas de calor que nada tienen que ver con el hidrógeno verde pero que puede ofrecer calor en la vivienda del cliente final, sin emisiones de CO<sub>2</sub> (con electricidad verde) a precios incluso inferiores al gas natural. Por tanto, ¿qué sentido tendría para el cliente final el hidrógeno verde si el valor que él reconoce en no emitir CO<sub>2</sub> lo puede obtener gratis?

En este sencillo ejemplo se puede ver cómo incluso en cadenas de valor y proyectos donde el consumidor final puede estar dispuesto a pagar el plus de coste del hidrógeno verde, la competencia de otras tecnologías descarbonizadoras pueden hacer que el proyecto de hidrógeno no sea viable.

Esta competencia entre tecnologías descarbonizadoras se puede observar en la Ilustración 8 donde aparecen diferentes usos finales del hidrógeno verde y el grado de certidumbre en que es la mejor opción para descarbonizar cada uso.

## Clean hydrogen will play a growing role across the economy as the world transitions towards net-zero

Clean hydrogen demand in a net-zero CO<sub>2</sub> emissions economy (2050, illustrative scenario)  
Million tonnes per year, ETC supply-side decarbonization pathway



Level of confidence in role of H<sub>2</sub> in a net-zero CO<sub>2</sub> emissions economy

Lower

Multiple decarbonisation routes available, eventual role of hydrogen likely to vary by region depending on local costs and availabilities

Higher

Hydrogen based routes likely to play a significant decarbonisation role due to, e.g. limits to alternative routes, likely cost evolution, industry actions

### Ilustración 8

(Gráfico donde se muestran diferentes sectores donde el hidrógeno podría tener un rol y el grado de certidumbre sobre si finalmente será la mejor opción, o si por el contrario, alguna tecnología competencia descarbonizadora se cree que será la ganadora [8])





## 10. TRANSPORTE DE MERCANCÍAS

En este apartado vamos a estudiar a modo de ejemplo sectorial cuáles son los sobrecostes que supondría la utilización de hidrógeno verde o sus derivados como combustible para los medios de transporte de mercancías.

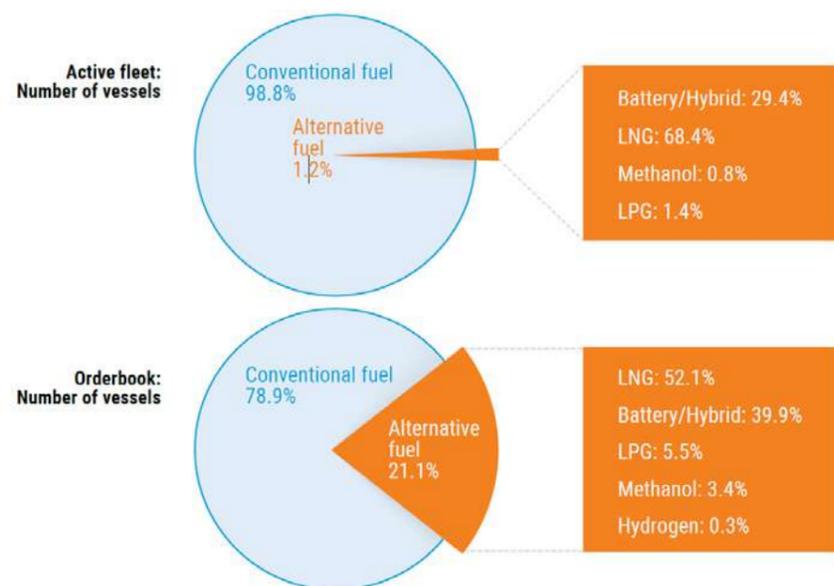
Posteriormente, veremos cuál es el impacto de dicho sobrecoste en el precio de diferentes productos transportados. De esta forma, podremos intuir qué productos tienen capacidad de absorber ese sobrecoste y venderlos a sus clientes finales como un aporte de valor; al igual que ver cuáles no tienen dicha capacidad por ser el sobrecoste demasiado alto para lo que aparentemente los clientes finales podrían reconocer como un valor verde del producto.

Este informe no trata de una prospección para conocer en cada mercado cuánto sobrepago están dispuestos a pagar los consumidores finales por el “valor verde”, ya que eso sería un trabajo muy extenso y minucioso de campo en cada uno de los sectores. Por el contrario, este informe trata de intuir **cuál es el orden de magnitud de subida de costes en los productos finales que provocaría la utilización de hidrógeno verde (o sus carriers derivados, metanol) en el transporte de estos**. Para poder así conocer en qué tipo de productos este tiene un mayor impacto y en qué orden de magnitud se encuentra ese impacto. En base a ello, obtener una primera referencia para poder intuir qué productos podrán absorber ese sobrepago final porque los consumidores reconocerán suficiente valor verde como para pagarlo.

Se va a estudiar el caso del transporte marítimo de mercancías en grandes portacontenedores sustituyendo el actual fueloil por metanol, además del caso del transporte por carretera sustituyendo los camiones actuales a diésel por camiones a pila de combustible de hidrógeno. Ambos casos, a modo de ejemplo, ya que los sectores en los que aplica el hidrógeno verde son muchos. También se expondrá otro ejemplo, el de los fertilizantes nitrogenados.

## 10.1 MARÍTIMO

En el mundo actual, el principal combustible marítimo de los grandes cargueros es el fueloil pesado. Este se quema en motores de combustión para mover las hélices de los grandes portacontenedores que vamos a analizar en este apartado. Como puede observarse en la Ilustración 9, más del 90% de la flota actual de barcos usan fuel convencional y solo un 5% extra usan gas natural por sus bajos precios en algunos mercados.



Source: UNCTAD based on DNV (2022a).

**Ilustración 9**

(Flota actual de combustibles alternativos, LNG Liquid Natural Gas, LPG Liquefied Petrol Gas.<sup>[9]</sup>)

Los buques propulsados por GNL cuestan alrededor de un 15% más de construcción que los buques que queman petróleo pesado convencional, pero llenarlos es alrededor de un 20% más barato en algunos mercados y pueden volverse más rentables a medida que crece la producción de gas natural<sup>[10]</sup>. Esa es la razón de que exista una flota creciente de barcos de gas natural (Ilustración 9).

Actualmente, el combustible de referencia al menos en la zona europea, es el fueloil tipo VLSFO (*Very Low Sulphur Fuel Oil*), que sustituye al HSFO (*High sulphur Fuel Oil*) en base a la compleja normativa marítima de reducción de emisiones de NOx y SOx en la que no

vamos a entrar en detalle<sup>[11]</sup>. Lo relevante en lo que concierne a este informe es que el VLSFO supone un cierto incremento de precio respecto al HSFO, por lo que tomaremos como referencia el precio del mercado del VLSFO<sup>[12]</sup>. Como se puede observar en las Ilustración 10 y 11, el precio del VLSFO ha oscilado entre los 200 y los 1.100 USD/tonelada en los últimos años, teniendo un precio en la actualidad de aproximadamente 600 USD/tonelada. Para la comparativa de este informe tomaremos tres escenarios de precios posibles a medio plazo, entre los 300 y 800 €/tonelada, lo cual supone un coste energético de entre 89 y 33 €/MWh.

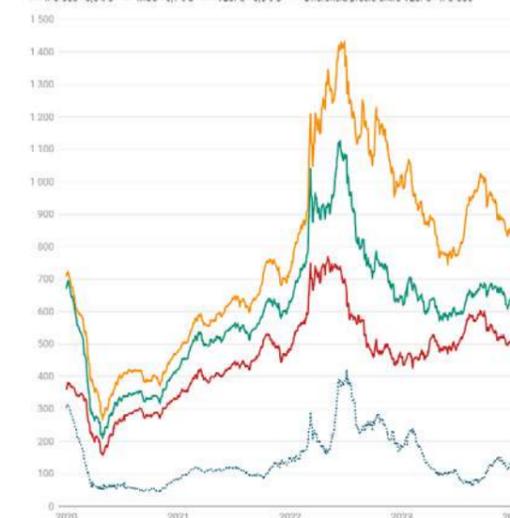
Top Ports	VLSFO		MGO	
	\$/mt	+/-	\$/mt	+/-
Singapore	624.50	▼ 8.00	806.50	▲ 2.00
Rotterdam	562.00	▼ 3.00	784.50	▲ 6.50
Houston	633.50	▲ 8.00	856.00	▲ 21.50
Fujairah	612.00	► 0.00	885.50	▲ 1.00

**Ilustración 10**  
(Precios fueloil bajo en Azufre<sup>[13]</sup>)

**Precio de los combustibles marinos 2020-2023 (\$/t)**

Evolución del precio de los combustibles marinos en los 20 puertos del mundo de mayor distribución.

— IFO 380 - 3,5% S — MGO - 0,1% S — VLSFO - 0,5% S — Diferencia precio entre VLSFO - IFO 380



**Ilustración 11**

(Precio de combustibles marítimos<sup>[14]</sup>, (MGO) gasoil marino, (VLSFO) fueloil bajo en Azufre y (IFO 380) combustible marino residual)

Asumiendo que el coste de producir hidrógeno verde está en la horquilla de entre los 3 a 7€/kg (Apartado 4) los costes energéticos aproximados del metanol verde serían de entre 118 y 274 €/MWh. Lo costes calculados del metanol verde comparados con los del combustible actual VLSFO implican una subida de coste del combustible de entre 32% y 719%, siendo la subida más probable de un 200% (Ilustración 12).

E-METANOL VERDE VS FUELOIL BAJO EN AZUFRE (VLSFO)				
		Optimista	Probable	Pesimista
Green	Coste H <sub>2</sub> Verde	2,95 €/Kg	4,15 €/Kg	6,84 €/Kg
	Coste H <sub>2</sub> Verde	88 €/MWh	125 €/MWh	205 €/MWh
	Coste Metanol verde	118 €/MWh	166 €/MWh	274 €/MWh
Fósil	Coste fueloil (HSFO)	800 €/TM	500 €/TM	300 €/TM
	Coste fueloil (HSFO)	71,3 €/MWh	44,6 €/MWh	26,7 €/MWh
	Coste fuel desulfurado (VLSFO)	89 €/MWh	56 €/MWh	33 €/MWh
Diferencia	Sobrecoste metanol verde VS VLSFO	32 %	198 %	719 %

**Ilustración 12**

(Cálculos de competitividad del metanol verde con el fueloil, donde se puede apreciar que el coste puede variar entre un 35% a un 500% más caro que el combustible desulfurado habitual)

Atendiendo a fuentes externas, el coste extra del metanol respecto al combustible tradicional se estima en un 350%<sup>[15]</sup>. Otras fuentes<sup>[15]</sup> asumen que el precio del metanol verde podría estar en 1.200 USD/tonelada lo cual es equivalente energéticamente a un precio de 2.400 USD/tonelada de VLSFO, que implicaría un 400% de incremento de coste respecto a precio de mercado (600USD/ton).

Por lo tanto, dados los cálculos realizados con una amplia horquilla y las referencias consultadas, podríamos tomar como referencia que el coste del metanol verde supone un aumento de precio del combustible que supone triplicar o incluso cuadruplicar (3X o 4X) el precio actual del combustible.



Para calcular cómo este incremento de precio impacta en el coste de los fletes deberíamos conocer qué porcentaje del coste actual del flete es computable a coste de combustible. Según informes de la comisión europea, el 53% de los costes del flete de un portacontenedores son atribuibles al coste del combustible empleado<sup>[16]</sup>.

Con estos datos se deduce directamente que es esperable que el coste del flete como mínimo se duplique si se utiliza metanol como combustible.

Por lo tanto dada la temática del informe, lo que cabría preguntarse es qué impacto o qué peso tiene este aumento del precio de los fletes (2X) sobre los productos que son transportados en los contenedores. Para ello, debemos conocer cuál es el precio medio de un flete.

En este caso vamos a estudiar el precio de un flete de China a Europa, por ser un transporte típico en Europa (Shanghái-Róterdam). Dicho transporte podría tener un coste aproximado de 1.620 €/container de 40 pies (Ilustración 13).

**FLETES SPOT EN LAS PRINCIPALES RUTAS EN LAS TRES ULTIMAS SEMANAS**

Ruta	20 de julio de 2023	27 de julio de 2023	3 de agosto de 2023	Variación semanal	Variación anual
Índice compuesto	1537	1576	1761	+12% ▲	-73% ▼
Shanghai-Róterdam	1292	1292	1620	+25% ▲	-82% ▼
Róterdam-Shanghai	528	527	520	-1% ▼	-57% ▼
Shanghai-Génova	1902	1893	2070	+9% ▲	-81% ▼
Shanghai Los Ángeles	1965	2087	2322	+11% ▲	-67% ▼
Los Ángeles-Shanghai	839	839	838	0% =	-34% ▼
Shanghai-Nueva York	2906	3049	3330	+9% ▲	-66% ▼
Nueva York-Róterdam	736	735	737	0% =	-43% ▼
Róterdam-Nueva York	1640	1590	1587	0% =	-77% ▼

\* Dólares por contenedor de 40 pies

Fuente: Drewry World Container Index

**Ilustración 13**

(Precio fletes contenedor 40 pies, <sup>[17]</sup>)

Pues bien, conocido el sobrecoste del flete con metanol verde 2X y el coste del flete estándar de 1.620 €, así como el volumen de un contenedor de 40 pies, podemos calcular el impacto directo que tiene el incremento del coste del flete en artículos de diferente tamaño y valor.

En la Ilustración 14, donde puede observarse cómo impacta el sobrecoste del flete en el precio final de los artículos transportados, se aprecia que el impacto depende principalmente del valor de la carga de un contenedor repleto y no tanto del valor del artículo en sí. Para artículos como *smartphones*, donde la carga de un único contenedor puede tener un PVP equivalente de hasta 3 millones, el impacto en el flete es un aumento inapreciable del 0,1% del precio. Sin embargo, para cargas de menor valor, como maíz a granel, el incremento del precio del mismo podría suponer un 12%.

E-METANOL VERDE VS FUELOIL BAJO EN AZUFRE (VLSFO)					
Artículo	Smartphone	Artículo Aliexpress	PV Panel	Coche	Maíz
Precio flete contenedor (China-Europa)	1.620 €	1.620 €	1.620 €	1.620 €	1.620 €
Volumen contenedor (40 pies)	60 m <sup>3</sup>	60 m <sup>3</sup>	60 m <sup>3</sup>	60 m <sup>3</sup>	60 m <sup>3</sup>
Volumen artículo (m <sup>3</sup> )	0,0040 m <sup>3</sup>	0,0080 m <sup>3</sup>	0,2200 m <sup>3</sup>	30 m <sup>3</sup>	60 m <sup>3</sup>
Unidades contenedor	15.000	7.500	273	2	1
Coste producto	200 €	10 €	200 €	20.000 €	13.230 €
<b>PVP / Precio de carga</b>	<b>3.000.000 €</b>	<b>75.000 €</b>	<b>54.545 €</b>	<b>40.000 €</b>	<b>13.230 €</b>
Coste flete (% precio)	0,05 %	2 %	3 %	4 %	12 %
2x FLETE- Coste flete (% precio)	0,2 %	4 %	6 %	8 %	24 %
2x FLETE - Incremento precio producto	0,1 %	2 %	3 %	4 %	12 %

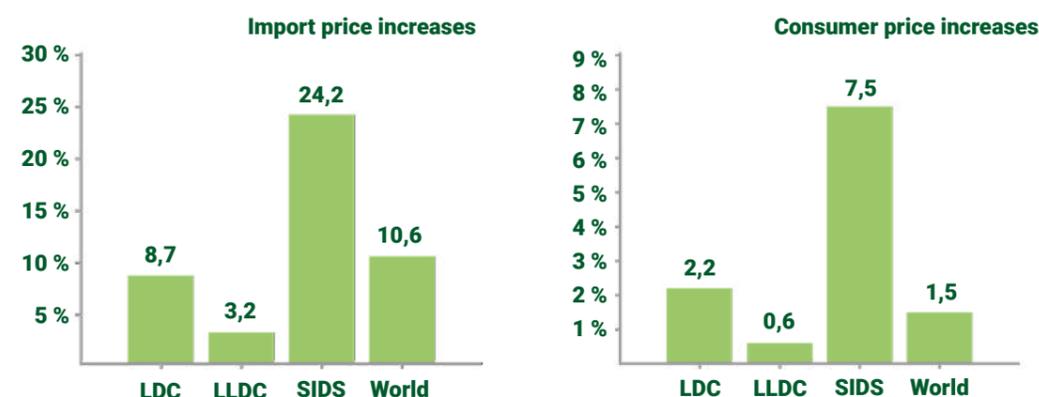
**Ilustración 14**

(Impacto de la subida 2X del precio de un flete en el precio de diferentes productos transportados. Se puede observar como el impacto aumenta a menos valor de la mercancía transportada en volumen y peso, cálculos del autor del informe)

Cabe remarcar que se está comparando directamente el impacto absoluto que tiene el coste del flete con el precio final del producto en los lineales de un *retailer*. Por lo que se está comparando un coste que está ejecutándose alejado varios eslabones de la cadena de valor del precio de consumo. Esto implica que dicho coste podría incrementarse en la realidad porque cada intermediario de la cadena aplicaría sus márgenes. Por tanto,

este dato solo es una referencia de que el impacto podría ser bajo, de tan solo el 12% en el más impactado de los artículos comparados. Pero lograr este valor, implicaría probablemente acuerdos con todos los intermediarios de la cadena para no inflar dicho coste con márgenes de intermediarios.

Sin embargo, cabría preguntarse en términos generales cuánta inflación supondría esta elevación 2X de los fletes marítimos. Para ello, podemos observar en la Ilustración 15 cómo se relacionan los incrementos en precios de importación con los incrementos en los precios finales de consumo para diferentes tipos de países. Realizando cálculos porcentuales (Ilustración 16) se puede llegar a la conclusión de que un incremento de un 100% del coste de los fletes implica de media un incremento de un 14% del precio de los productos finales.



**Ilustración 15**

(Incremento de fletes respecto a incremento de productos finales <sup>[18]</sup>, *Small Island Developing States (SIDS)*, *Landlocked Developing Countries (LLDCs)*, *Least Developed Countries (LDCs)*)

### IMPACTO MEDIO DE LOS FLETES EN LOS PRECIOS DE CONSUMO

Países	LDC	LLDC	SIDS	WORLD
Incremento precio de importación (fletes)	8,7 %	3 %	24,2 %	11 %
Incremento medio de los precios	2,2 %	1 %	7,5 %	2 %
<b>Factor relacional</b>	25 %	19 %	31 %	<b>14 %</b>

**Ilustración 16**

(Impacto de la subida del precio en los fletes en el precio medio de los productos de consumo, el porcentaje resultante implica que una subida de un 100% de los precios de flete impactaría un 14% en los precios de consumo de importación)

Cruzando el dato del 14% con la horquilla de subidas de precios posibles del combustible, podemos deducir indirectamente en los cálculos que la subida media de los precios de los productos de importación podría oscilar entre un 3%, en el mejor de los casos, y 37% en el peor de ellos (Ilustración 17). En el escenario más probable de duplicación de los fletes (100% subida de costes) el precio de los productos finales de importación se espera que suba un 15%.

SUBIDA MEDIA PRODUCTOS DE IMPORTACIÓN			
	Optimista	Probable	Pesimista
Sobrecoste metanol verde VS VLSFO	32 %	198 %	719 %
Porcentaje fuel en los costes	53 %	53 %	53 %
Subida de los fletes	17 %	105 %	381 %
Relación fletes precio productos	14 %	14 %	14 %
Subida productos consumo	2 %	15 %	54 %

**Ilustración 17**

(Cálculos medios de la potencial subida de los precios de importación medios)

Por lo tanto, podemos concluir, que, si bien existe una alta incertidumbre en los costes, así como en el impacto de los mismos en el precio de los productos finales, es esperable que en ningún caso el precio de los productos de importación suba más del 14% si se da un cambio de combustible de fueloil (VLSFO) a metanol verde. Asimismo, los productos de pequeño tamaño y alto coste tendrían subidas de coste irrelevantes.



**Ilustración 18**

(Portacontenedores de Maersk impulsado por metanol, <sup>[19]</sup>)

## 10.2 TERRESTRE

La transformación del transporte por carretera adopta una visión distinta que el transporte marítimo en su descarbonización. Así como en el marítimo parece que la línea principal se centra en mantener motores de combustión y cambiar el combustible por metanol (o amoniaco), en el transporte por carretera la línea principal de trabajo es cambiar la tipología de vehículos a vehículos de hidrógeno a pila de combustible. Este cambio implica que en la renovación de la flota actual de camiones se inserten nuevos vehículos capaces de almacenar en su depósito hidrógeno gas puro a alta presión, que una pila de combustible a bordo transforma en electricidad y es utilizada por uno o varios motores eléctricos que impulsan las ruedas.

Por tanto, en este caso se debe tener en cuenta la diferencia (CAPEX) que supone hoy en día la inversión en un vehículo de hidrógeno a pila de combustible. En este caso vamos a comparar el coste aproximado de camiones tipo tráiler que arrastran semirremolques con un peso total máximo de 40 toneladas. Este tipo de camiones son los más estándar en transporte por carretera en la Unión Europea y transportan típicamente containers de 40 pies, similares a los de los buques.

Lo primero a tener en cuenta es que la inversión en una cabeza tractora diésel actual de alta capacidad está en el orden de 130.000€. Sin embargo, un vehículo equivalente de hidrógeno a pila de combustible cuesta no menos de 600.000€. Este precio se espera que baje en el futuro, pero actualmente el precio está en ese orden de magnitud, por lo que compararemos en base a esta referencia.

Para comparar el coste operativo, observamos que el precio del combustible diésel en España ha oscilado entre 0,7€ y 2,2€ el litro (impuestos incluidos), aunque ambos valores son extremos y no se espera que el combustible esté en dichos valores en el futuro de forma continua. Para la comparativa vamos a utilizar una horquilla de precios más reducida de 0,9€ a 1,8€ litro. Los cuales, si los llevamos a precios sin el impuesto del IVA (los que aplican a empresas logísticas), se quedan en una horquilla de 0,75 a 1,5€/litro.



## Ventajas de los motores eléctricos impulsados por H<sub>2</sub> en el transporte terrestre

Como se señala en el informe, **el coste inicial de adquisición de vehículos con tecnología de hidrógeno suele ser más alto** en comparación con los vehículos diésel tradicionales. No obstante, a medida que la tecnología madure, la producción en masa se expanda y los impuestos a los combustibles fósiles se incrementen, **estos costes tenderán a igualarse**. En este contexto, el uso de un motor eléctrico con una pila de combustible de hidrógeno en el transporte pesado terrestre ofrece varias ventajas:

### MAYOR AUTONOMÍA

Las pilas de combustible de hidrógeno, por su mayor densidad energética, pueden proporcionar una mayor autonomía en comparación con las baterías eléctricas.

### MENOR MANTENIMIENTO

Por tener menos piezas móviles lo que resulta en menores costes de operación a largo plazo.

### CERO EMISIONES

Contribuyendo así a reducir la contaminación y a mejorar la calidad del aire.

### MENOR RUIDO

Reduciendo por tanto la contaminación acústica.

### TIEMPO DE RECARGA MÁS RÁPIDO

Reabastecer de hidrógeno puede ser tan rápido como llenar el tanque de combustible de un vehículo convencional. Esto es especialmente importante para el transporte terrestre de mercancías y pasajeros.

### MAYOR EFICIENCIA ENERGÉTICA

Los motores eléctricos son inherentemente más eficientes que los motores de combustión interna, especialmente en aplicaciones de transporte pesado.



## Evolución del precio de gasóleo en España



Ilustración 19  
(Evolución del precio del diésel en España, <sup>[20]</sup>)

Con la recopilación de datos realizada y atendiendo a la horquilla de precios del hidrógeno calculada en el Apartado 4, podemos calcular el coste por kilómetro de referencia para diferentes escenarios. En la Ilustración 20 puede apreciarse los diferentes precios por kilómetro para vehículos diésel e hidrógeno operando 100.000km al año, para los diferentes valores de combustible dada las horquillas de precios definidas.

En la Ilustración 20 se puede observar también que la diferencia de costes por kilómetro entre la opción descarbonizada y la no descarbonizada tienen una horquilla de entre 34% y 97% de sobrecoste. En el peor de los casos el coste de transporte se duplicaría, pero en el escenario más probable el coste subiría un 58%. Cabe remarcar que la subida de precio es casi en su totalidad por el sobrecoste del vehículo, ya que si el vehículo de pila de hidrógeno tuviera el mismo coste que el diésel en el escenario más probable prácticamente estarían en paridad de costes. Aunque también hay que tener en cuenta que el coste del hidrógeno suministrado a vehículos podría sumar 1 ó 2 euros por kg por la necesidad de inversión en una estación de suministro y compresión del mismo. No obstante, en este informe vamos a aproximar los números como se muestran en la Ilustración 20, para obtener un orden de magnitud.

CAMIÓN DIÉSEL vs H <sub>2</sub> FUEL CELL				
		Optimista	Probable	Pesimista
Green	Coste H <sub>2</sub> Verde	2,95 €/Kg	4,15 €/Kg	6,84 €/Kg
	Consumo vehículo	10 Kg/100 Km	10 Kg/100 Km	10 Kg/100 Km
	Coste anual combustible (100.000 Km anuales)	29.451 €	41.533 €	68.418 €
	Otros costes anuales operativos	70.000 €	70.000 €	70.000 €
	CAPEX VEHÍCULO	600.000 €	600.000 €	600.000 €
	Coste por Km	<b>1,84 €/Km</b>	<b>1,96 €/Km</b>	<b>2,23 €/Km</b>
Fósil	Coste Diésel (Sin IVA)	1,49 €/l	1,07 €/l	0,74 €/l
	Consumo vehículo	33 L/100 Km	33 L/100 Km	33 L/100 Km
	Coste combustible (100.000 Km anuales)	49.091 €	35.455 €	24.545 €
	CAPEX VEHÍCULO	130.000 €	130.000 €	130.000 €
	Coste por Km	<b>1,37 €/Km</b>	<b>1,24 €/Km</b>	<b>1,13 €/Km</b>
Diferencia	GREEN vs. FÓSIL	<b>34 %</b>	<b>58 %</b>	<b>97 %</b>

**Ilustración 20**

(Cálculos de coste por kilómetro de camión logístico de 40 toneladas en los casos de combustible Diésel y de hidrógeno a pila de combustible, cálculos del autor)

Tomando como referencia el sobrecoste del 58% del kilómetro recorrido por un camión descarbonizado con hidrógeno verde respecto al diésel, vamos a calcular el impacto en los materiales transportados. Para ello, vamos a considerar un viaje de Madrid a Barcelona (600km aprox.) en el que se transporta un contenedor de 40 pies lleno de diferentes productos. Y en base a ese escenario, estimamos el impacto que tiene el transporte en una lista de potenciales productos (misma lista que en marítimo). Los resultados de este análisis se muestran en la Ilustración 21 donde puede observarse que el cambio a camiones de hidrógeno tendría un impacto entre 0,03% y el 7% de valor



extra del producto transportado. Un sobrecoste inferior que en el caso del marítimo analizado, ya que en este caso el coste del flete, en lugar de duplicarse, sube un 58%. No obstante, hay que tener en cuenta que en muchos casos estos sobrecostes son aditivos, ya que el mismo producto se transporta primero en barco de China a España y después del puerto a la ciudad destino en camión.

IMPACTO DEL TRANSPORTE EN PRECIO DE ARTÍCULOS					
Artículo	Smartphone	Artículo Aliexpress	PV Panel	Coche	Maíz
Precio flete contenedor (China-Europa)	1.485 €	1.485 €	1.485 €	1.485 €	1.485 €
Volumen contenedor (40 pies)	60 m <sup>3</sup>	60 m <sup>3</sup>	60 m <sup>3</sup>	60 m <sup>3</sup>	60 m <sup>3</sup>
Volumen artículo (m <sup>3</sup> )	0,0040 m <sup>3</sup>	0,0080 m <sup>3</sup>	0,2200 m <sup>3</sup>	30 m <sup>3</sup>	60 m <sup>3</sup>
Unidades contenedor	15.000	7.500	273	2	1
Coste producto	200 €	10 €	200 €	20.000 €	13.230 €
<b>PVP / Precio de carga</b>	<b>3.000.000 €</b>	<b>75.000 €</b>	<b>54.545 €</b>	<b>40.000 €</b>	<b>13.230 €</b>
Coste viaje (% PVP)	0,05 %	2 %	3 %	4 %	11 %
<b>58% extra - Coste viaje (% PVP)</b>	<b>0,08 %</b>	<b>3,14 %</b>	<b>4,31 %</b>	<b>5,88 %</b>	<b>17,77 %</b>
<b>65% Sobrecoste - Incremento precio producto</b>	<b>0,03 %</b>	<b>1 %</b>	<b>2 %</b>	<b>2 %</b>	<b>7 %</b>

**Ilustración 21**

(Impacto del sobrecoste de operar un camión con hidrógeno verde en los productos transportados en un camión que transporta un contenedor de 40 pies de Madrid a Barcelona, Cálculos del Autor)

Como conclusión, se aprecia que al igual que en el transporte marítimo, el impacto de descarbonizar el transporte en costes tiene mayor influencia a menor valor de la carga, pero en todos los casos estaría por debajo de un 7% de incremento del valor de producto final.

Ahora quedaría ver en cada uno de los sectores donde se colocan los productos finales si el porcentaje de sobrecoste es asumible por el cliente como un valor verde añadido.



## 11. FERTILIZANTES Y AMONIACO

A continuación, este informe analiza cómo podría llegar a transmitirse el valor del hidrógeno verde en el sector de los fertilizantes en base a amoníaco.

Los principales fertilizantes sintéticos son los fertilizantes nitrogenados, que se sintetizan partiendo de amoníaco como materia prima. A su vez, el amoníaco es una molécula que se sintetiza de hidrógeno y nitrógeno extraído del aire. Por tanto, el principal insumo (en costes) de una planta de fertilizantes nitrogenados es hidrógeno. En la actualidad, la casi totalidad de estas plantas integran hidrógeno gris que se ha producido mediante el reformado de gas natural, emitiendo  $\text{CO}_2$  en el proceso. Pero dicho hidrógeno podría ser igualmente producido por electrólisis con energías renovables y ser insertado en el proceso, descarbonizando así esta industria. Este segundo caso es el que vamos a analizar.

El amoníaco puede llamarse amoníaco verde, o gris, en función del origen del hidrógeno con el que se ha sintetizado. Si se sintetiza con hidrógeno proveniente de reformado de gas natural se llamará amoníaco gris, en el caso de sintetizarse con hidrógeno electrolítico renovable se llamará amoníaco verde (si se reforma y captura el  $\text{CO}_2$  se denomina Azul).

Pues bien, el primer parámetro a analizar sería **cuál es la diferencia de costes potencial entre el amoníaco verde y el gris, para de esta manera conocer cuál es el sobrecoste del amoníaco verde que habría que transmitir en la cadena de valor**. Este análisis se ha realizado en la Ilustración 22, donde puede apreciarse que se han considerado escenarios de precios del hidrógeno verde entre 2,95 y 6,84€/kg como horquilla de análisis y en el caso del gas natural se han asumido horquillas de 20 a 60 €/MWh. Las horquillas se han tomado de la discusión sobre estos datos realizada en el Apartado 4. Partiendo de estos datos, se ha calculado el precio de la tonelada de amoníaco verde y gris para dichas horquillas, dando como resultado que el precio del amoníaco verde podría estar en el mismo orden de precios que el gris en el caso más optimista, con precios máximos de gas natural y mínimos de electricidad renovable. Sin embargo, en escenarios pesimistas el precio del amoníaco verde podría ser hasta 7 veces superior al del gris (+600%), con precios altos de electricidad y bajos de gas natural. Siendo el escenario más probable definido el del amoníaco verde duplicando el precio del gris.



AMONIACO VERDE vs AMONIACO GRIS				
		Optimista	Probable	Pesimista
Green	Coste H <sub>2</sub> Verde	2,95 €/Kg	4,15 €/Kg	6,84 €/Kg
	Coste H <sub>2</sub> Verde	88 €/MWh	125 €/MWh	205 €/MWh
	Coste amoniaco verde	126 €/MWh	178 €/MWh	293 €/MWh
	Coste amoniaco verde	<b>651 €/Ton</b>	<b>919 €/Ton</b>	<b>1513 €/Ton</b>
Fósil	Coste gas natural	1,49 €/MWh	1,07 €/MWh	0,74 €/MWh
	Coste H <sub>2</sub> Gris	85,7 €/MWh	57,1 €/MWh	28,6 €/MWh
	Coste amoniaco gris	122 €/MWh	82 €/MWh	41 €/MWh
	Coste amoniaco gris	<b>632 €/Ton</b>	<b>421 €/Ton</b>	<b>211 €/Ton</b>
Diferencia	Verde vs Gris	3 %	118 %	618 %

**Ilustración 22**

(Cálculo de costes de Amoníaco verde vs Amoníaco gris, cálculos del autor)

Cabe remarcar que los precios del amoníaco gris están muy relacionados con el volátil precio del gas natural entre el 72% y el 85% del coste del amoníaco gris depende del precio del gas natural <sup>[21]</sup>. Los precios del amoníaco estuvieron débilmente correlacionados con los precios del gas natural antes de 2000, pero se volvieron fuertemente correlacionados después de 2000 <sup>[21]</sup>. Sin embargo, el amoníaco verde, al estar vinculado a una inversión renovable previa, es mucho menos volátil.

Contrastando los datos de costes de amoníaco calculados en este informe con la bibliografía, podemos ver que *F. Bridge* <sup>[22]</sup> dice que el precio actual del amoníaco verde está entre los 700 y 1.400 USD por tonelada, costes muy similares a los calculados en la Ilustración 22. Sin embargo, el mismo informe dice que los costes del amoníaco verde se esperan que bajen conforme a los datos mostrados en la Ilustración 23. Para 2030, se espera que caiga a 480 USD por tonelada, y para 2050, a 310 USD por tonelada. Para hacer que el amoníaco verde sea competitivo con el amoníaco tradicional, se necesita

un precio del carbono (CO<sub>2</sub>) de alrededor de 150 USD por tonelada de CO<sub>2</sub> y además el precio de la electricidad renovable está por debajo de 20 USD por megavatio-hora <sup>[22]</sup>.

**EXHIBIT 5: Future cost for green ammonia**

Year	2020	2030	2040	2050
Low end (\$/tonne)	720	475	380	310
High end (\$/tonne)	1400	950	750	610

Note: Rounded to 5 \$ per tonne.  
Source: IRENA

**Ilustración 23**

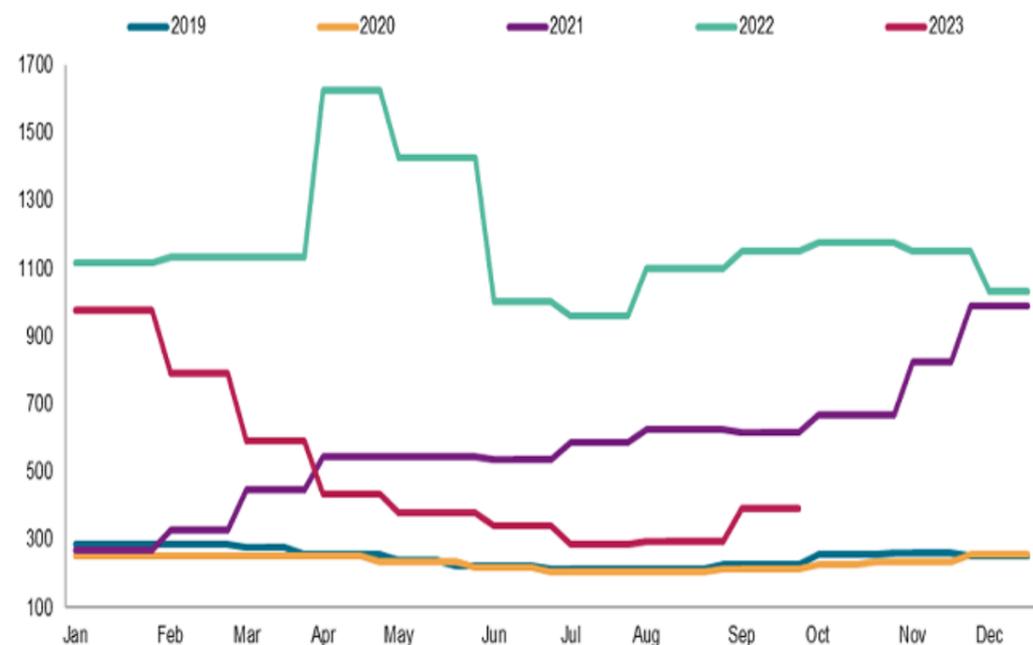
(Precio amoníaco verde, IRENA <sup>[22]</sup>)

Si queremos comparar el precio calculado para el hidrógeno gris, con la bibliografía podemos observar que IRENA <sup>[23]</sup> nos dice que el precio del amoníaco gris se sitúa entre los 110 y 340 USD/tonelada, por lo que nuestro informe estima precios del hidrógeno gris algo más caros que la bibliografía, aunque en el mismo orden de magnitud. Sin embargo, si añadimos a este coste la captura de carbono necesaria para no emitir CO<sub>2</sub> en el proceso y tener un producto comparable al amoníaco verde, deberíamos sumar entre 174 y 465 USD por tonelada, que da un rango de precios del amoníaco fósil muy superior (en este caso, se denominaría amoníaco azul). <sup>[23]</sup>

Por último, si observamos a qué precios cotiza el amoníaco hoy, en la Ilustración 24, veremos que el precio del amoníaco en septiembre de 2023 cotizaba a 300 USD tonelada pero que a principio de año cotizaba a 900 USD tonelada. Por lo que el rango calculado en la Ilustración 23 se encuentra en el mismo orden de magnitud y podemos dar por validos los cálculos.



### CFR Tampa (\$/mt)



Source: S&P Global Commodity Insights  
© 2023 S&P Global

**Ilustración 24**  
(Precio del amoníaco <sup>[24]</sup>)

## 11.1 ALIMENTOS

Una vez conocido el sobrecoste estimado del amoníaco verde respecto al gris, que cotiza actualmente en el mercado, deberíamos ver cómo podría repercutir dicho coste en los cultivos ya que son estos los que utilizarán el fertilizante nitrogenado. En la Ilustración 25, se observa el porcentaje de los costes totales que representa el abono nitrogenado en diferentes cultivos que se van a analizar. En dicha ilustración se observa que en un cultivo de maíz el nitrógeno representa un 17,83% de los costes, 6,95% en el algodón, 7,31% en la soja y 29,22 % en el trigo. Estos porcentajes van a ser utilizados en este informe para realizar una aproximación de cuánto impacta en el precio final de cada uno de estos cultivos el incremento de precios estimado de los fertilizantes nitrogenados.



Table 1

### Costs of nitrogen use in U.S. production of corn (2005), cotton (2003), soybeans (2004), and wheat (2004)

Item	Corn	Cotton	Soybeans	Wheat
Nitrogen consumption (1,000 tons)	5,959	508	156	1,957
Nitrogen application rate (pounds per acre)	138	92	26	90
Average nitrogen price (dollars per pound)	0.25	0.23	0.23	0.23
Nitrogen cost (million dollars)	2,980	234	72	900
Nitrogen cost per acre (dollars)	34.50	21.16	5.98	20.70
Operating costs for crop production (dollars per acre)	193.48	304.29	81.77	70.83
Nitrogen share of the operating cost (percent)	17.83	6.95	7.31	29.22

Source: USDA, Economic Research Service using data from ARMS 2003-05 (Agricultural Resource Management Survey) (ERS (b) and ERS (c)).

**Ilustración 25**  
(Fertilizante necesario para varios cultivos, <sup>[21]</sup>)

En la Ilustración 26 se puede observar cómo atendiendo a la subida más probable calculada en este informe de los fertilizantes nitrogenados del 118%, el impacto en los diferentes cultivos es diferente, y esto es debido a que el ratio de fertilizante consumido por hectárea es diferente, así como la productividad por hectárea de cada uno de los cultivos.

Cabe remarcar que los cálculos realizados en este informe son una aproximación superficial para poder observar algunas tendencias, pero aun así se puede observar cómo el impacto en el trigo podría llegar a un incremento de un 34% de su precio y, sin embargo, en el algodón solo un 8,2%. Aunque todos estos impactos se han calculado suponiendo el escenario probable, si asumimos escenarios pesimistas los incrementos de costes serían muy superiores y harían imposible transmitir el valor en la cadena con total seguridad.

## SOBRECOSTE POR FERTILIZANTE VERDE SEGÚN CULTIVO

Tipo de cultivo	Algodón	Soja	Maíz	Trigo
Porcentaje coste operación amoniaco	7,0 %	7,3 %	17,8 %	29,2 %
Subida precio Green amoniaco (probable)	118 %	118 %	118 %	118 %
Subida costes operativos	8,2 %	8,6 %	21,1 %	34,5 %

### Ilustración 26

(Cálculos del impacto en costes del fertilizante verde en diferentes cultivos)

Ahora cabría reflexionar sobre si los consumidores finales estarán, o no, dispuestos a pagar un 34,5% más por el trigo y sus harinas derivadas, aludiendo a las no emisiones de CO<sub>2</sub> de los fertilizantes utilizados en su cultivo.

Podríamos estar tentados a caer en el error de asemejar este nuevo producto a productos BIO, pero esto no sería correcto, ya que actualmente sí existen productos Bio en el mercado alimentario con alto valor añadido y por los que el consumidor final está dispuesto a pagar altísimas primas. Sin embargo, el valor añadido de dichos productos no reside generalmente en las no emisiones de CO<sub>2</sub> sino en su carácter orgánico y más saludable. En el caso que nos atañe, el producto no sería necesariamente más saludable ya que se habría abonado con un fertilizante sintético artificial, pero se ha generado sin emitir CO<sub>2</sub>. Por tanto, es probablemente un valor añadido más difícil de transmitir al consumidor final, y en cualquier caso es un mercado por descubrir.

### ¿Cuánto sobreprecio está dispuesto a pagar un consumidor final de alimentos porque dichos alimentos no hayan emitido CO<sub>2</sub> en su fabricación?

Es una pregunta sin respuesta, o con vagas respuestas a día de hoy, hasta que, mediante un test de mercado, algunas marcas se lancen a poner este tipo de producto con un sobrecoste. Sin embargo, en este informe hemos arrojado algo de luz en cuáles podrían ser los sobrecostes asociados a integrar dichos fertilizantes no emisores de CO<sub>2</sub> y si los consumidores estarán dispuestos a pagar ese sobreprecio, aún está por descubrir.





## 12. LAS BARRERAS A LA TRANSMISIÓN DEL VALOR EN LA CADENA

A lo largo del informe hemos visto que **en muchos casos el sobrecoste de utilizar hidrógeno verde para descarbonizar es bajo cuando lo comparamos con el coste final de los productos**. Pero eso es un ejercicio teórico, porque el precio final del producto sucede al final de la cadena y el aporte de valor (sobrecoste) del hidrógeno verde suele suceder al principio, en las bases más industriales de la manufactura de productos. Y, por tanto, aunque un consumidor esté dispuesto a pagar ese sobrecoste al final de la cadena, puede suceder que el valor del hidrógeno verde no se transmita correctamente, bien porque el consumidor desconozca ese aporte de valor, ya que la información se pierde por el camino, o bien porque ese sobrecoste se ha incrementado a lo largo de la cadena de valor, así como otras posibles barreras que veremos en este apartado.

Una primera barrera posible a abordar es el hecho de que cada departamento en las empresas tiene indicadores y objetivos independientes. Esta barrera se puede ver, por ejemplo, en el coste de los fletes. Imaginemos que dicho coste se eleva en un 50% por una integración de metanol verde en los buques, y una empresa que importa smartphones desde China se plantea utilizar ese servicio de transporte de flete “verde” a un 50% más de coste. Como hemos visto en el Apartado 10.1, el coste del flete supone menos del 0,05% del precio del smartphone, por lo que es muy plausible que el consumidor esté dispuesto a pagar ese sobrecoste verde. Sin embargo, la empresa tiene un departamento de logística, que vería aumentados sus costes un 50% y sus indicadores caerían al suelo, pudiendo derivar en despidos si la alta dirección no entiende los motivos. Esto es una fuerte barrera, ya que todo el mundo quiere hacer bien su trabajo y un departamento concreto no quiere “sacrificarse” por el bien común. Por tanto, este departamento sería muy reticente a comprar ese tipo de fletes. La solución clara a este problema es una **estrategia global** en la que la dirección general de la empresa sea la que decida implementar la logística verde y defina unos nuevos indicadores para el departamento en base a la línea estratégica.

Otra fuerte barrera es el número de actores y eslabones de la cadena de valor, ya que la línea estratégica que acabamos de mencionar debería existir en todos los eslabones de la cadena para que así todos estén dispuestos a transmitir ese valor. Volviendo al caso de la empresa importadora de móviles, esta tendrá que vendérselos a otra empresa distribuidora que también deberá comprarlos más caros en base a su línea estratégica, posteriormente el minorista etc. Y de esta forma cuanto más larga



## INFÓRMATE...

Grupo Álava

### La tecnología como motor para abaratar los costes de producción de Hidrógeno Verde

¿Cuáles son las principales líneas de desarrollo tecnológico?

#### ELECTRÓLISIS DE AGUA MEJORADA

La evolución en tecnologías de electrólisis de agua incluye el desarrollo de electrodos más eficaces y duraderos, membranas de intercambio de protones/aniones (PEM/AEM) más económicas y eficientes, y sistemas de electrólisis de alta presión o alta temperatura que aprovechan la energía residual en entornos industriales.

#### INVESTIGACIÓN DE MATERIALES PARA ELECTRODOS Y MEMBRANAS DE ELY's

- **Materiales catalíticos:** abundantes y económicos.
- **Materiales nanoestructurados:** Mejor conductividad iónica y selectividad.
- **Materiales poliméricos:** mayor durabilidad
- **Materiales cerámicos y compuestos inorgánicos:** Mayor estabilidad química y térmica.
- **Materiales bioinspirados:** mejor selectividad y mayor eficiencia en el transporte de iones.

#### OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

Están apareciendo nuevas tecnologías de almacenamiento de hidrógeno más económicas y eficientes, como sistemas de almacenamiento de hidrógeno a alta presión, sistemas de almacenamiento criogénico y materiales de almacenamiento de hidrógeno sólido.

#### INTEGRACIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES

Para reducir los costes al aprovechar la energía excedente que de otro modo se desperdiciaría, se están desarrollando sistemas de almacenamiento de energía renovable más eficientes y de alta capacidad como las baterías de estado sólido o los sistemas de almacenamiento térmico o químico.

Grupo Álava ofrece una completa **gama de instrumentación, equipos y sistemas** que están ayudando a las universidades, **centros tecnológicos y laboratorios de I+D+i** de las empresas en la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías en todos estos campos, contribuyendo activamente en la transición hacia una economía baja en carbono.

y más actores tenga la cadena de valor, más complejo es que se acabe transmitiendo el valor y que todos los actores estén alineados. Si bien este parámetro se mitiga si el sobrecoste verde es bajo en comparación al precio del producto, ya que los intermediarios pueden estar dispuestos a pagar un pequeño sobreprecio sin que esto esté dentro de su línea estratégica. A menor número de actores, más fácil será la integración vertical de los proyectos de hidrógeno y, por tanto, más clara es la transmisión de valor hasta el consumidor final. Como se empieza a entrever la conclusión de este informe es que **los proyectos de hidrógeno más exitosos van a ser los que se integren verticalmente y más se aproximen en su aporte de valor al consumidor final.**

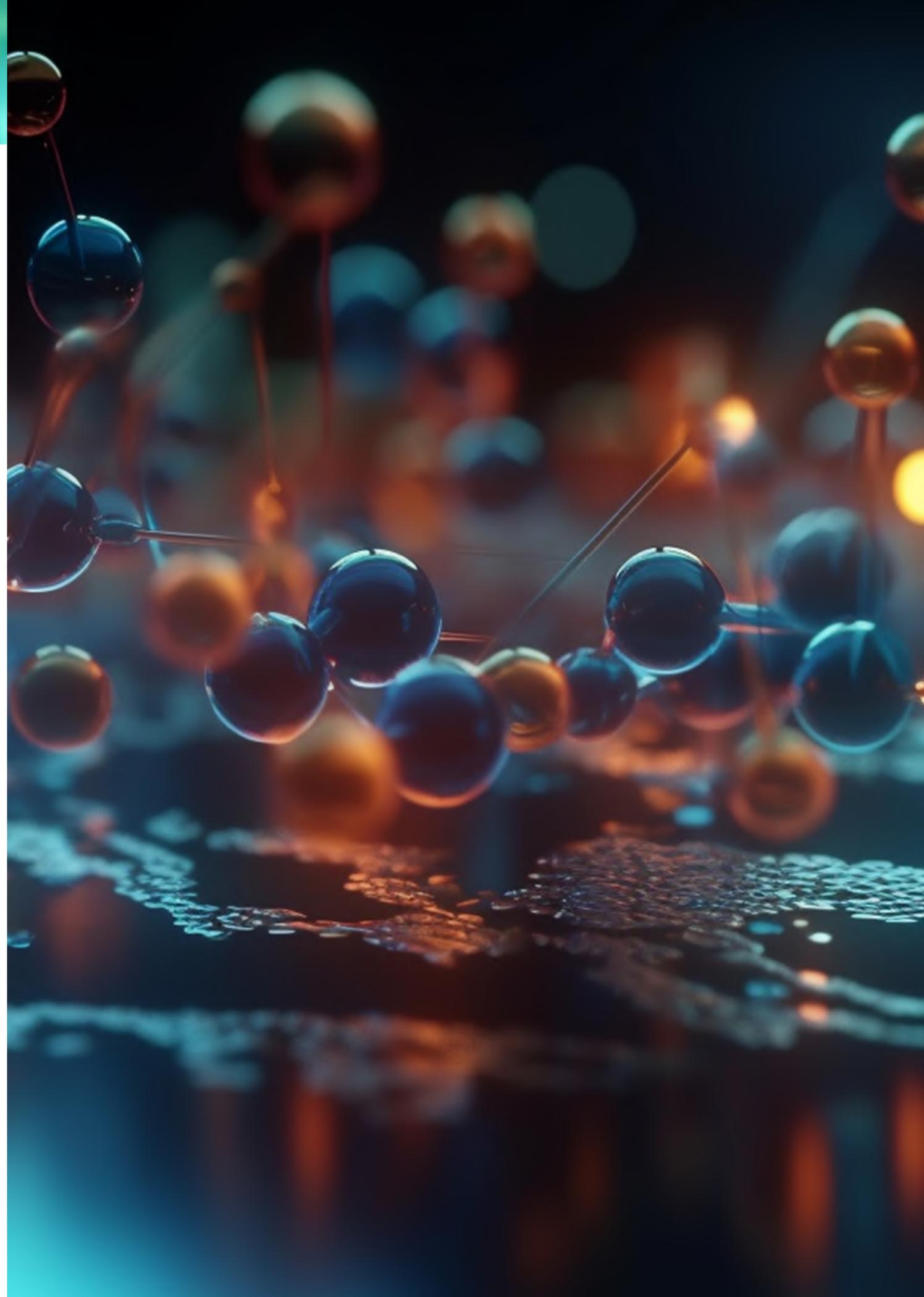
Otra barrera ya explicada en el Apartado 8, es la ramificación de las cadenas. Volviendo al ejemplo del flete de barco, este transporta multitud de productos y cada uno se ramifica en sectores y subsectores, y por tanto para poder operar ese barco con sobrecostes verdes todos los sectores deberían alinearse y transmitir ese valor. De nuevo, volvemos al problema de multitud de actores, pero en este caso con crecimiento exponencial al multiplicarse las ramificaciones de las cadenas. Es por esto, que cadenas más simples y menos ramificadas en las que el valor sea más directo y a un solo tipo de cliente, lo podrían tener más fácil para lograr transmitir el valor. Un ejemplo podría ser el mercado de los fertilizantes, cuyo principal cliente es el sector alimentario, teniendo así que transmitir el valor en una única cadena, no en muchas cadenas ramificadas como en el caso de los fletes marítimos.

Una última barrera es la amplificación del valor por los márgenes comerciales. Porque, no nos engañemos, una empresa que compra sus productos un 10% más caros va a aplicar margen comercial sobre ese coste y probablemente se va a amplificar, en el mejor de los casos mantendrá su valor porcentual con respecto al precio del producto, pero difícilmente mantendrá el mismo sobrecoste. Dicho de otra forma, supongamos que un agricultor paga 100€ más por hectárea de abono sostenible en base a H<sub>2</sub> verde (antes pagaba 100€ y ahora 200€) y esto le suponga un 20% de sus costes operativos y antes un 10%. Dicho agricultor antes vendía su producción por hectárea a 2.000 euros, pero es muy poco probable que ahora la venda solo a 2.100 euros (aumentando los 100€ de coste), es más probable que la acabe vendiendo a 2.200€ aplicando el 10% de incremento de costes productivos al precio final. Por lo que en un solo eslabón de la cadena el sobrecoste verde del fertilizante ha pasado de 100 a 200€, y si esto sucede en todos los eslabones (escenario más probable)

el sobrecoste del hidrógeno verde en los productos finales podría ser impagable, o lo que es lo mismo, los consumidores finales jamás verán el valor añadido para semejante sobreprecio.

A este fenómeno hay que sumar que los negocios a día de hoy ya están ajustados en márgenes según competencia y un sobrecoste en general supone un problema para todos los actores y siempre están reticentes al mismo, porque aún en el caso de que puedan transmitirlo, les va a costar un trabajo hacer entender a sus clientes este nuevo coste sin que ese trabajo repercuta en un mayor beneficio para ellos. De nuevo, este problema se podría solucionar con pactos entre los actores de la cadena para limitar este fenómeno.

En última instancia todas las barreras de transmisión del valor del hidrógeno verde hasta el consumidor final se resumen en una única, la coordinación de los actores. Ya que son los diferentes actores (empresas) en la cadena de valor los que tienen que ponerse de acuerdo en sus líneas estratégicas para transmitir el valor, eslabón a eslabón, hasta el consumidor final. Esta coordinación podría ser de motu proprio en el caso de cadenas cortas en las que los actores mantengan relaciones fluidas u obligadas por ley.





### 13. OBLIGATORIEDAD LEGAL Y NORMATIVA

Todo el informe se ha centrado en cómo el sobrecoste del hidrógeno verde puede ser repercutido y transmitido en la cadena de valor hasta el consumidor final para que este, conociendo el valor del mismo, pueda decidir pagarlo o no. Sin embargo, existe otra vía obvia para que los sobrecostos del hidrógeno verde sean asumidos, que sería aquella en que el estado, o el ente gubernamental correspondiente, obligue, bien sea de forma directa o indirecta.

Así, por ejemplo, puede observarse la nueva normativa de emisiones de transporte marítimo europea, que va a obligar indirectamente al uso de combustibles bajos en CO<sub>2</sub> [25]. Dicha normativa ya está potenciando proyectos de producción de metanol verde a gran escala como el recientemente anunciado por Maersk en Andalucía (España) [26]. En dicha planta, Cepsa producirá metanol verde en base a hidrógeno verde, para la utilización en los cargueros de Maersk. Y probablemente el precio será muy superior al del combustible actual (2X o 3X), pero está justificado dada la obligatoriedad que va a imponer la comisión europea del uso parcial de dichos combustibles.

Sin embargo, este tipo de medidas aisladas por parte de la comisión europea pueden hacer que Europa pierda competitividad con respecto al resto de países, ya que por el momento los consumidores finales no están demandando ese transporte verde y pagan indistintamente por artículo transportados con o sin combustible verde. Esto hace que los productos vayan a ser más caros para los europeos y no van a reconocer necesariamente valor en ese sobrecoste. Además, las navieras no tienen especial necesidad de comunicación de ese valor añadido ya que no supone un valor diferencial respecto a su competencia al estar todas obligadas por igual.

En el fondo, aun con la obligatoriedad normativa, sigue aplicando el mandato del consumidor final o ciudadano con respecto a si ve o no aporte de valor en los sobrecostos del hidrógeno verde. Ya que, si bien los entes públicos pueden obligar a ciertos sobrecostos verdes, es en última instancia el consumidor final quien verá incrementados sus precios y decidirá si ve valor, o no, en ese sobreprecio.

En los casos en los que la ley obliga, el consumidor no tiene decisión de compra real, ya que todos los productos alternativos incluyen también el sobreprecio del hidrógeno verde. Al verse obligado a pagar dicha prima puede aumentar su descontento con las decisiones políticas. Lo cual puede desencadenar (en países democráticos) en una no reelección de los cargos públicos que promueven la ley y una derogación de la misma, o en países no democráticos, si la presión de los precios crece suficiente



## Avances legislativos en relación al hidrógeno



La **Unión Europea** ha establecido unos ambiciosos objetivos para la producción de hidrógeno renovable y la descarbonización como parte de su estrategia energética y climática a largo plazo, en línea con el Acuerdo Verde Europeo y el objetivo de alcanzar la neutralidad climática para 2050. Para respaldar estos objetivos, la UE ha adoptado diversas iniciativas y regulaciones:

- **Estrategia del Hidrógeno de la UE:** Presentada en julio de 2020, establece un marco para el desarrollo del mercado del hidrógeno en Europa, con un enfoque en el hidrógeno renovable y descarbonizado.
- **Regulación sobre el Hidrógeno Renovable:** En proceso de elaboración, establecerá estándares de sostenibilidad y certificación para garantizar la producción de hidrógeno que cumpla con criterios ambientales y sociales.
- **Directiva de Energías Renovables:** Fija objetivos vinculantes para el uso de energías renovables, promoviendo la producción y el uso de hidrógeno verde.
- **Estrategia de Descarbonización del Transporte:** Incluye medidas para impulsar el uso de combustibles alternativos y limpios, como el hidrógeno renovable, en el transporte por carretera y marítimo.
- **Impuestos y Regulaciones sobre Combustibles Fósiles:** Implementa políticas para desincentivar el uso de combustibles fósiles mediante impuestos sobre el carbono y regulaciones más estrictas sobre las emisiones de gases de efecto invernadero en sectores como el transporte y la generación de energía.

y los ciudadanos no ven valor en ella, en una revolución no pacífica (o al menos descontento social).

En última instancia el poder lo sigue teniendo el ciudadano en cierto grado, aun en los casos en los que el hidrógeno verde es ley. Y bien lo conoce el estado y los legisladores, ya que en el fondo no se atreverían a legislar obligaciones que tuvieran un alto impacto en precio sobre productos finales, sino que legislan en cambios que, si bien pueden tener un gran valor ambiental, no tienen un alto impacto en los costes de los productos finales y, por tanto, el consumidor final probablemente los acogerá, o simplemente no será consciente del sobreprecio. Esta es la razón de que se atrean a presionar fuertemente en el uso del metanol verde en el transporte marítimo y no así tanto en el uso del hidrógeno verde para fertilizantes. Ya que el transporte marítimo tiene un impacto leve sobre los precios finales y sin embargo subidas en los fertilizantes podrían tener un impacto fuerte sobre los precios de los alimentos.

Si quieren obligar a sectores como el de los fertilizantes a descarbonizarse, la obligación deberá ir acompañada de paquetes de ayuda económica que palien la falta de competitividad.

En cualquier caso, la obligación legal de hidrógeno verde (y sus derivados) tiene la ventaja de la rápida implantación y la no necesidad de una coordinación de muchos actores de la cadena, que se ven obligados o coordinarse por el estado mediante una ley. Sin embargo, esta obligación puede llevar a que no se comunique correctamente (positivamente) el valor añadido de la medida al consumidor final, sin hacerle entender el fundamento de la misma y el valor verde asociado.



## 14. ¿LAS GARANTÍAS DE ORIGEN DEL H<sub>2</sub> SIRVEN PARA TRANSMITIR VALOR?

Las garantías de origen de hidrógeno verde podrían verse como la solución a parte de lo expuesto en este informe. Dichas garantías certifican que el hidrógeno que se está consumiendo en una instalación ha sido fabricado sin emitir CO<sub>2</sub> en el proceso, en base a los criterios de la entidad certificadora (la UE en general, ejemplo en la Ilustración 27). Por lo tanto, logran transmitir correctamente el valor sostenible del hidrógeno desde el productor de este al consumidor del mismo. Por lo que probablemente el consumidor del H<sub>2</sub> estará dispuesto a pagar algo más de precio por ese hidrógeno, si es que reconoce valor en él.

Sin embargo, este sistema solo transporta el valor del hidrógeno verde en un eslabón de la cadena, en el que sigue existiendo hidrógeno como gas, pero no garantiza que ese sobre coste y valor añadido asociado se transmita hasta el consumidor final. Esto es así porque en los siguientes eslabones existen productos intermedios que no poseen hidrógeno verde en su proceso de fabricación, por tanto, no aplican los certificados del hidrógeno verde. Sin embargo, sí tienen intrínsecamente en sus materias primas el sobre coste y valor añadido del hidrógeno verde que debe ser transmitido hasta el consumidor final.

Para transmitir el valor del hidrógeno verde desde el origen hasta el consumidor final, habría que crear una cadena de custodia similar a la que utiliza FSC para los productos madereros <sup>[27]</sup> o MSC para los pesqueros <sup>[28]</sup>. Este tipo de cadenas de custodia aseguran al consumidor final que el pescado que consumen (MSC), o el producto que contiene madera (FSC), ha sido gestionado en origen de forma sostenible. Este tipo de garantías se transmiten, certifican y controlan en todos los eslabones de la cadena de valor y muestran un logo visible al consumidor final. De forma que un usuario final que compra un mueble, papel u otro producto que contiene madera como materia prima, ve impreso este logo y tiene la garantía de que el bosque originario ha gestionado sosteniblemente, y por tanto puede estar dispuesto a pagar más por ese producto final.

Este tipo de cadena, de crearse, sí que podría ayudar a transmitir el valor a los clientes finales. Así por ejemplo se podría crear un ente que certifique esa transmisión de valor con un logo de referencia que se posicione, mediante marketing, entre los consumidores finales, de forma que un comprador de un supermercado, cuando compra una lechuga pueda identificar el logo de custodia de H<sub>2</sub> verde en el lineal y por tanto sepa que se ha utilizado hidrógeno verde garantizado en su proceso de



producción. Además de poder acceder a la página web del sistema de custodia y entender cuándo y cómo ha intervenido el hidrógeno en el aporte de valor verde de la cadena de suministro del producto.

Otro ejemplo de información para el consumidor que transmite valor verde y que podría ser aplicado al hidrógeno verde en particular, es el caso de algunos supermercados franceses que han comenzado a comunicar la huella de CO<sub>2</sub> de sus diferentes productos <sup>[29]</sup>. De esta forma el consumidor final podrá ver más valor en productos con menores emisiones de CO<sub>2</sub> y por tanto pagar más por ellos. De esta forma indirectamente se podría financiar el sobrecoste del hidrógeno verde en los fertilizantes.



**Ilustración 27**  
(Logo de CertifHy, una agencia certificadora de garantías de origen de hidrógeno verde)



## 15. CONCLUSIONES

En este informe hemos abordado el hecho de que el hidrógeno verde no es rentable a día de hoy si compite de tú a tú con los combustibles fósiles. Sin embargo, el hidrógeno sostenible posee un valor añadido que lo hace candidato a tener un valor percibido superior. Pero para ello hace falta que el consumidor final perciba ese valor añadido y esté dispuesto a pagar por él.

Inicialmente se ha analizado que el coste del hidrógeno verde está en una horquilla de precios entre 2,95 y 6,84 €/kg y, sin embargo, el hidrógeno gris proveniente de gas natural tiene un coste de entre 1,5 y 3,7 €/kg (en función del precio de mercado del gas natural). Por lo que el hidrógeno gris tiene claramente un menor coste. Aunque eso no determina que el hidrógeno verde sea más caro ya que es un producto con un valor añadido diferente y deberá ser el consumidor final el que defina si ese sobreprecio le aporta valor y está dispuesto a pagarlo o no.

Para ello, es necesario que el sobrecoste se transmita en forma de valor añadido en toda la cadena de valor hasta el consumidor final (productos de consumo). Y así este disponga tanto de la información de sobreprecio y su motivo ( $H_2$  verde) y de esta manera pueda definir si le aporta valor y le interesa comprar ese producto. Por otro lado, aunque las subidas de coste sean relevantes, pueden no serlo en el producto final si este proceso solo representaba un porcentaje pequeño del coste total.

Además, analizamos como la transmisión de este valor añadido generaría productos premium verdes en el mercado a precios superiores, que, como tales, probablemente, tendrían un precio mayor y unas ventas más limitadas que el producto generalista. Es por ello, que cuando se diseñan los proyectos de generación de hidrógeno hay que tener en cuenta que el tamaño de los mismos debe dimensionarse acorde al potencial mercado premium disponible. Los proyectos de generación de tamaño masivo no podrán optar a mercados nicho de alto valor y deberán competir a precios menores. Los proyectos medianos podrían tener ventaja ya que podrían beneficiarse de ciertas economías de escala que bajen los costes y a la vez optar a mercados nicho premium, de productos verdes con mayor precio repercutido. En cualquier caso, cada proyecto debe analizar su tamaño máximo en base a la integración vertical en su cadena de valor.

Esta necesaria integración vertical hace que el sector energético pierda poder de negociación, ya que los sectores manufactureros y retailers serán los que transmitirán el valor al cliente final y por tanto los que tendrán el control sobre los proyectos.

Por otro lado, las cadenas de valor no son una línea recta única, sino que son más bien un árbol que se ramifica y especializa cuando se acerca al consumidor final, este hecho hace más complejo



## Propuesta de valor para proyectos de H<sub>2</sub> de media y baja escala

La propuesta de valor de **Grupo Álava** para el **hidrógeno verde** abarca todo el ciclo: **producción, almacenaje, distribución y sus usos finales**. Está dirigida a todos aquellos proyectos relacionados con bajas o medias capacidades de producción (hasta 100Nm<sup>3</sup>/h) como las que nos encontramos en:

- *Plantas piloto o demostradores tecnológicos.*
- *Pequeñas y medianas industrias que quieren empezar a descarbonizarse.*
- *Hidrogeneras.*
- *Proyectos de investigación y desarrollo.*



transmitir por igual un valor añadido verde que se origina en el origen troncal de la cadena.

Incluso cuando un proyecto de hidrógeno sea rentable porque los consumidores finales estén dispuestos a pagar el valor añadido, puede ocurrir que otra tecnología descarbonizadora (no H<sub>2</sub>) competa en ese sector de consumo, ofrezca el mismo valor verde más barato y desplace al proyecto inicialmente rentable. Por ejemplo, las bombas de calor respecto a calderas de H<sub>2</sub>.

Para poner en contexto numérico lo expuesto se han analizado dos sectores a modo de ejemplo, el del transporte y el de los fertilizantes. En el transporte de mercancías marítimo se ha analizado la tendencia a sustituir el combustible tradicional fuel oil (VLSFO) por metanol verde proveniente de hidrógeno renovable. Se ha llegado a la conclusión de que, en el escenario más probable, el metanol verde duplicaría, o incluso triplicaría, el coste del combustible actual. En los peores casos podría llegar a 7 veces su precio y en los escenarios más optimistas incrementaría su precio un 32%. Sin embargo, dado que el transporte de mercancías solo supone un pequeño porcentaje de los costes de los productos finales, el impacto de esta elevación de los precios de combustible sería limitado. En cualquier caso, el impacto es muy dependiente del valor de la carga transportada, siendo por ejemplo despreciable en el transporte de productos electrónicos (+0,1%), pero sin embargo podría ser problemática en el transporte de cereales como maíz (+12%).

También se ha analizado el transporte terrestre, desarrollando la opción de cambiar camiones diésel por pila de combustible de H<sub>2</sub>. En este caso, el impacto sobre los costes sería menor que en el caso del transporte marítimo ya que la elevación del combustible H<sub>2</sub> respecto al diésel vehicular es menor que en el fueloil marítimo. Se estima que los costes de transporte podrían elevarse un 58% en el escenario más probable. Al igual que en el transporte marítimo, el factor de impacto más importante es el precio de la carga transportada. Se estima que en cargas de bajo valor como el maíz la inserción de H<sub>2</sub> verde podría suponer un 7% de incremento en el precio del producto final.

Por último, se ha analizado el mercado de los fertilizantes nitrogenados en base a amoníaco observando cuál sería el sobrecoste del amoníaco verde, usando hidrógeno renovable, respecto al gris, basado en gas natural. En este caso, se estima que el escenario más probable es en el que el fertilizante verde duplique el precio del gris. Sin embargo, en escenarios optimistas con precios altos del gas natural y bajos del hidrógeno podría incluso llegarse a paridad de precios en el futuro. A continuación, se ha analizado el impacto en la cadena de valor de diferentes cultivos en base a la ratio de abonado necesario de cada uno

de ellos, llegando a la conclusión de que los costes operativos del cultivo de trigo podrían subir un 34,5%, siendo este el cultivo más impactado.

En todos los ejemplos mostrados se ha tratado de estimar aproximadamente el impacto en los sobrecostes del H<sub>2</sub> verde en los productos elaborados de las diferentes cadenas de suministro, pero no se ha analizado la disposición (o no) de los consumidores finales a percibir valor suficiente para pagar ese sobreprecio. Eso deberá realizarse en estudios de mercado de cada sector comercial y analizar el volumen de consumidores que comprarían el producto en función del incremento de precio.

Este estudio solo trata de ser un primer paso en el concepto de cadenas de valor y transmisión del valor, a través de la cadena hasta el consumidor final, dando unas primeras pinceladas conceptuales en este complejo tema que deberá ser analizado en detalle para cada uno de los mercados y sectores de consumidor final.

En la última parte del informe se han tratado de definir cuáles son las principales barreras a la transmisión del valor en las cadenas del hidrógeno verde. Y se ha llegado a la conclusión de que en última instancia todas las barreras de transmisión del valor se resumen en una única: la coordinación de los actores. Ya que son los diferentes actores (empresas) en la cadena de valor los que tienen que ponerse de acuerdo en sus líneas estratégicas para transmitir el valor, eslabón a eslabón, hasta el consumidor final.

Esta coordinación podría ser de motu propio en el caso de cadenas cortas en las que los actores mantengan relaciones fluidas u obligadas por ley en otros casos. En caso de que sea la ley la que obligue a implementar el hidrógeno verde, se corre el riesgo de que el consumidor final se vea forzado a comprar un valor que no percibe y aumente el descontento social por el pago de sobrepagos por un valor que no comparte. Sin embargo, la obligación legal tiene la ventaja de que anula la barrera de la coordinación de los actores ya que es el estado el que los coordina por ley.

Por último, hemos analizado cómo las garantías de origen de hidrógeno verde no tienen la capacidad de transmitir el valor sostenible a través de la cadena de suministro, ya que estas solo aplican en los eslabones donde existe el hidrógeno en forma de gas. Sin embargo, en la amplia mayoría de las cadenas de suministro lo que el consumidor final percibe como producto nada se parece al hidrógeno y solo tiene inmiscuidos sus sobrecostes.

Es por ello que se propone la creación de cadenas de custodia que transmitan el valor sostenible del hidrógeno hasta el consumidor final, tomando como ejemplo las ya existentes

en el mercado de los productos madereros (FSC)<sup>[27]</sup> o en el de los pesqueros (MSC)<sup>[28]</sup>. Este tipo de garantías se transmiten, certifican y controlan en todos los eslabones de la cadena de valor y muestran un logo visible al consumidor final. Además, comunicarían el valor añadido inmiscuido en los productos provenientes del hidrógeno verde a los consumidores finales. Una correcta labor en esta área podría hacer rentables muchos proyectos de hidrógeno, en opinión del autor.

Es por todo lo descrito que la clave de la rentabilidad en la promoción de los proyectos de hidrógeno no está en el diseño optimizado de instalaciones que obtengan el menor precio de hidrógeno verde, ya que ni las más optimizadas hoy estarán en costes competitivos de tú a tú con los fósiles. Por el contrario, **la rentabilidad actual está en la integración vertical de los proyectos con actores lo más cercanos posibles al consumidor final**, para así poder transmitir unos mayores precios del hidrógeno verde. Precios fuera de mercado, si los comparamos con los combustibles fósiles, pero competitivos en mercado donde generan productos de alto valor añadido y probablemente de nicho para consumidores finales concienciados y correctamente informados, que están dispuestos a pagar ese valor.

Para todo ello, el autor considera que **hay que cambiar diametralmente la forma en que se diseñan los proyectos de hidrógeno y la forma de pensar del sector energético centrada en las instalaciones y la optimización de costes**. Y pasar del actual modelo de desarrollo de proyectos "generation-centric", centrado en la generación de H<sub>2</sub>, a un modelo "offtaker-centric", centrado en el consumidor de H<sub>2</sub>, y los que están por debajo de él en la cadena, cada vez más cercanos al consumidor final. Así, por ejemplo, un proyecto de hidrógeno que opte a generar amoníaco para fertilizantes, podría integrar en su proyecto no solo al fabricante de fertilizantes sino al agricultor y al supermercado para ofrecer un producto final en los lineales con un logo de "H<sub>2</sub> Green inside". De esta forma, quizás, será posible promocionar proyectos de hidrógeno verde rentables en un mercado en el que los combustibles fósiles siguen teniendo menores costes.

Por último, matizar que estas reflexiones son aplicables para desarrollar proyectos a corto plazo. Sin embargo, **para trabajar el largo plazo desde hoy, el foco se ha de centrar en el I+D+i generador de tecnologías** que pueden bajar los costes y mejorar los procesos de producción del hidrógeno, acercando así la tecnología de hidrógeno a ser cada vez más competitiva con los fósiles.

El presente del sector hidrógeno en opinión del autor ha de potenciar la transmisión de valor, integración vertical de los proyectos y I+D+i para lograr un futuro más competitivo.



## 16. BIBLIOGRAFÍA

- <sup>[1]</sup> M. R. Cerqueda, «El hidrógeno verde, ¿Burbuja o una realidad energética?», [En línea]. Available: [https://www.obsbusiness.school/sites/obsbusiness.school/files/media\\_files/Informe%20OBS%20-%20Hidrogeno%20verde%202023\\_0.pdf?no\\_link=1](https://www.obsbusiness.school/sites/obsbusiness.school/files/media_files/Informe%20OBS%20-%20Hidrogeno%20verde%202023_0.pdf?no_link=1).
- <sup>[2]</sup> Elenaarnaiz.es, «elenaarnaiz.es», [En línea]. Available: <https://elenaarnaiz.es/aportar-valor/>.
- <sup>[3]</sup> Energycentral.com, [En línea]. Available: <https://energycentral.com/c/gn/levelised-cost-hydrogen-0>.
- <sup>[4]</sup> F. J. D. Lopez, «Potential for Eco-innovation in Nine Sectors of the European Economy», [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/figure/3-Eco-innovation-opportunities-in-the-value-chain-Automotive-sector\\_fig5\\_263372483](https://www.researchgate.net/figure/3-Eco-innovation-opportunities-in-the-value-chain-Automotive-sector_fig5_263372483).
- <sup>[5]</sup> E. P. D. I. Energía, «Iberdrola inaugura en Puertollano la mayor planta de hidrógeno verde de Europa para uso industrial», [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/iberdrola-inaugura-puertollano-mayor-planta-hidrogeno-verde-europa/>.
- <sup>[6]</sup> Fertiberia, «Fertiberia lanza al mercado el primer Nitrato Amónico Técnico bajo en carbono producido con hidrógeno verde del mundo y se alía con Orica para su aplicación en minería e infraestructura civil», [En línea]. Available: <https://www.fertiberia.com/fertiberia-lanza-al-mercado-el-primer-nitrato-amonico-tecnico-bajo-en-carbono-producido-con-hidrogeno-verde-del-mundo-y-se-alia-con-orica-para-su-aplicacion-en-mineria-e-infraestructura-civil/>.
- <sup>[7]</sup> <https://www.evaluandosoftware.com/>, «Qué es la cadena de suministro o cadena de abastecimiento», [En línea]. Available: <https://www.evaluandosoftware.com/bpm/la-cadena-suministros-cadena-abastecimiento/>.
- <sup>[8]</sup> E. T. Comosions, «Making the Hydrogen Economy Possible», [En línea]. Available: <https://www.energy-transitions.org/publications/making-clean-hydrogen-possible/>.
- <sup>[9]</sup> UNCTAD, «REVIEW OF MARITIME TRANSPORT 2023», [En línea]. Available: [https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2023\\_en.pdf](https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2023_en.pdf).
- <sup>[10]</sup> T. W. S. JOURNAL. [En línea]. Available: <https://www.wsj.com/articles/natural-gas-wont-decarbonize-shipping-but-the-fuel-is-here-to-stay-11580814000>.
- <sup>[11]</sup> Ingenieromarino.com. [En línea]. Available: <https://ingenieromarino.com/normativa-tecnologias-y-modificaciones-para-reducir-las-emisiones-de-sox-y-nox-a-la-atmosfera/>.

<sup>[12]</sup> **shippingwatch**, «Price difference between heavy fuel and low-sulfur bunker oil increased in 2021,» [En línea]. Available: <https://shippingwatch.com/suppliers/article13607391.ece>.

<sup>[13]</sup> **shipandbunker.com**, «shipandbunker.com,» [En línea]. Available: <https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam>.

<sup>[14]</sup> **E.E.Digital**. [En línea]. Available: <https://www.elestrechodigital.com/2022/03/12/el-precio-de-los-combustibles-maritimos-alcanza-maximos-historicos/>.

<sup>[15]</sup> **offshore-energy.biz**, «Counting the cost of going green: The steep price of switching to e-methanol,» [En línea]. Available: <https://www.offshore-energy.biz/counting-the-cost-of-going-green-the-steep-price-of-switching-to-e-methanol/>.

<sup>[16]</sup> **E. COMMISSION**, «on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport and amending Directive 2009/16/EC,» [En línea]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0562#:~:text=The%20proportion%20of%20fuel%20costs,%25%20for%20container%2Fbulk%20vessels..>

<sup>[17]</sup> **Drewry**. [En línea]. Available: <https://www.drewry.co.uk/supply-chain-advisors/supply-chain-expertise/world-container-index-assessed-by-drewry>.

<sup>[18]</sup> **U. (. C. d. I. N. U. s. C. y. Desarrollo)**, «Las altas tarifas de los fletes ensombrecen la recuperación económica,» [En línea]. Available: <https://unctad.org/es/press-material/las-altas-tarifas-de-los-fletes-ensombrecen-la-recuperacion-economica>.

<sup>[19]</sup> **E. C. M. Logístico**. [En línea]. Available: <https://www.diarioelcanal.com/maersk-copenhague-portacontenedores-metanol/>.

<sup>[20]</sup> **epdata.es**. [En línea]. Available: <https://www.epdata.es/evolucion-precio-gasoleo-espana/fd45ec01-1583-4463-8617-bb81bfa90fad>.

<sup>[21]</sup> **USDA**, «Impact of Rising Natural Gas,» [En línea]. Available: [https://www.ers.usda.gov/webdocs/outlooks/40459/11717\\_wrs0702\\_1\\_.pdf?v=389](https://www.ers.usda.gov/webdocs/outlooks/40459/11717_wrs0702_1_.pdf?v=389).

<sup>[22]</sup> **F. Bridge**. [En línea]. Available: <https://www.futurebridge.com/industry/perspectives-energy/green-ammonia-an-alternative-fuel/#:~:text=Cost%20of%20green%20ammonia&text=The%20current%20Price%20of%20green,%2C%20to%20%24%20310%20per%20tonne>.

<sup>[23]</sup> **IRENA**, «INNOVATION OUTLOOK RENEWABLE AMONIA,» [En línea]. Available: <https://www.irena.org/publications/2022/May/Innovation-Outlook-Renewable-Ammonia>

<sup>[24]</sup> **P. Farmer**. [En línea]. Available: <https://www.dtnpf.com/agriculture/web/ag/crops/article/2023/09/19/wholesale-ammonia-prices-climb-may>.

<sup>[25]</sup> **UE**, «L 234/48,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/doue/2023/234/L00048-00100.pdf>.

<sup>[26]</sup> **elmercantil.com**, [En línea]. Available: <https://elmercantil.com/2024/01/10/la-planta-de-metanol-verde-de-maersk-y-cepsa-en-el-puerto-de-huelva-operara-a-partir-de-2028/#:~:text=partir%20de%202028-,La%20planta%20de%20metanol%20verde%20de%20Maersk%20y%20Cepsa%20en,operar%C3%A1%20a%20partir%20de%2>.

<sup>[27]</sup> **FSC**. [En línea]. Available: <https://fsc.org/en>.

<sup>[28]</sup> **MSC**. [En línea]. Available: <https://www.msc.org>.

<sup>[29]</sup> **La Vanguardia**. [En línea]. Available: <https://www.lavanguardia.com/medio-ambiente/20101110/54067355222/productos-bajos-en-co2.html>.

## 17. FIGURAS

**Ilustración 1** \_ Ejemplo de curva de precios, donde se observa como a mayor precio del producto, menor número de compradores aprecian el valor añadido en el producto como para comprarlo a ese precio. **Página 12**

**Ilustración 2** \_ Precio potencial del hidrógeno gris, cálculos del autor. **Página 17**

**Ilustración 3** \_ Cálculos de diferentes escenarios de costes del hidrógeno verde electrolítico, cálculos del autor. **Página 18**

**Ilustración 4** \_ Costes del hidrógeno en diferentes países según método de producción, <sup>[3]</sup>. **Página 20**

**Ilustración 5** \_ Ejemplo de cadena de valor del sector automotriz, <sup>[4]</sup>. **Página 26**

**Ilustración 6** \_ Planta de generación de hidrógeno verde de Iberdrola en Puertollano. Hidrógeno consumido en la planta de Fertiberia anexa, <sup>[5]</sup>. **Página 31**

**Ilustración 7** \_ Ejemplo de cadena de suministros ramificada, donde se puede observar como para un consumidor final puede ser muy difícil o imposible comprender el valor aportado en eslabones del nivel 1 (donde suele estar el hidrógeno verde) <sup>[7]</sup>. **Página 37**

**Ilustración 8** \_ Gráfico donde se muestran diferentes sectores donde el hidrógeno podría tener un rol y el grado de certidumbre sobre si finalmente será la mejor opción, o si por el contrario alguna tecnología competencia descarbonizadora se cree que será la ganadora <sup>[8]</sup>. **Página 40**

**Ilustración 9** \_ Flota actual de combustibles alternativos, LNG Liquid Natural Gas, LPG Liquefied Petrol Gas <sup>[9]</sup>. **Página 44**

**Ilustración 10** \_ Precios fueloil bajo en Azufre <sup>[13]</sup>. **Página 45**

**Ilustración 11** \_ Precio de combustibles marítimos <sup>[14]</sup>, (MGO) Gasoil marino, (VLSFO) Fueloil bajo en Azufre (IFO 380) y combustible marino residual). **Página 45**

**Ilustración 12** \_ Cálculos de competitividad del metanol verde con el fueloil, donde se puede apreciar que el coste puede variar entre un 35% a un 500% más caro que el combustible desulfurado habitual. **Página 46**

**Ilustración 13** \_ Precio fletes contenedor 40 pies, <sup>[17]</sup>. **Página 47**

**Ilustración 14** \_ Impacto de la subida 2X del precio de un flete en el precio de diferentes productos transportados. Se puede observar como el impacto aumenta a menos valor

de la mercancía transportada en volumen y peso, cálculos del autor del informe. **Página 48**

**Ilustración 15** \_ Incremento de fletes respecto a incremento de productos finales <sup>[18]</sup>, Small Island Developing States (SIDS), Landlocked Developing Countries (LLDCs), Least Developed Countries (LDCs). **Página 49**

**Ilustración 16** \_ Impacto de la subida del precio en los fletes en el precio medio de los productos de consumo, el porcentaje resultante implica que una subida de un 100% de los precios de flete impactaría un 14% en los precios de consumo de importación. **Página 49**

**Ilustración 17** \_ Cálculos medios de la potencial subida de los precios de importación medios. **Página 50**

**Ilustración 18** \_ Portacontenedores de Maersk impulsado por metanol, <sup>[19]</sup>. **Página 50**

**Ilustración 19** \_ Evolución del precio del diésel en España, <sup>[20]</sup>. **Página 53**

**Ilustración 20** \_ Cálculos de coste por kilómetro de camión logístico de 40 toneladas en los casos de combustible diésel y de hidrógeno a pila de combustible, cálculos del autor. **Página 54**

**Ilustración 21** \_ Impacto del sobrecoste de operar un camión con hidrógeno verde en los productos transportados en un camión que transporta un contenedor de 40 pies de Madrid a Barcelona, cálculos del autor. **Página 55**

**Ilustración 22** \_ Cálculo de costes de Amoniac verde vs Amoniac gris, cálculos del autor. **Página 58**

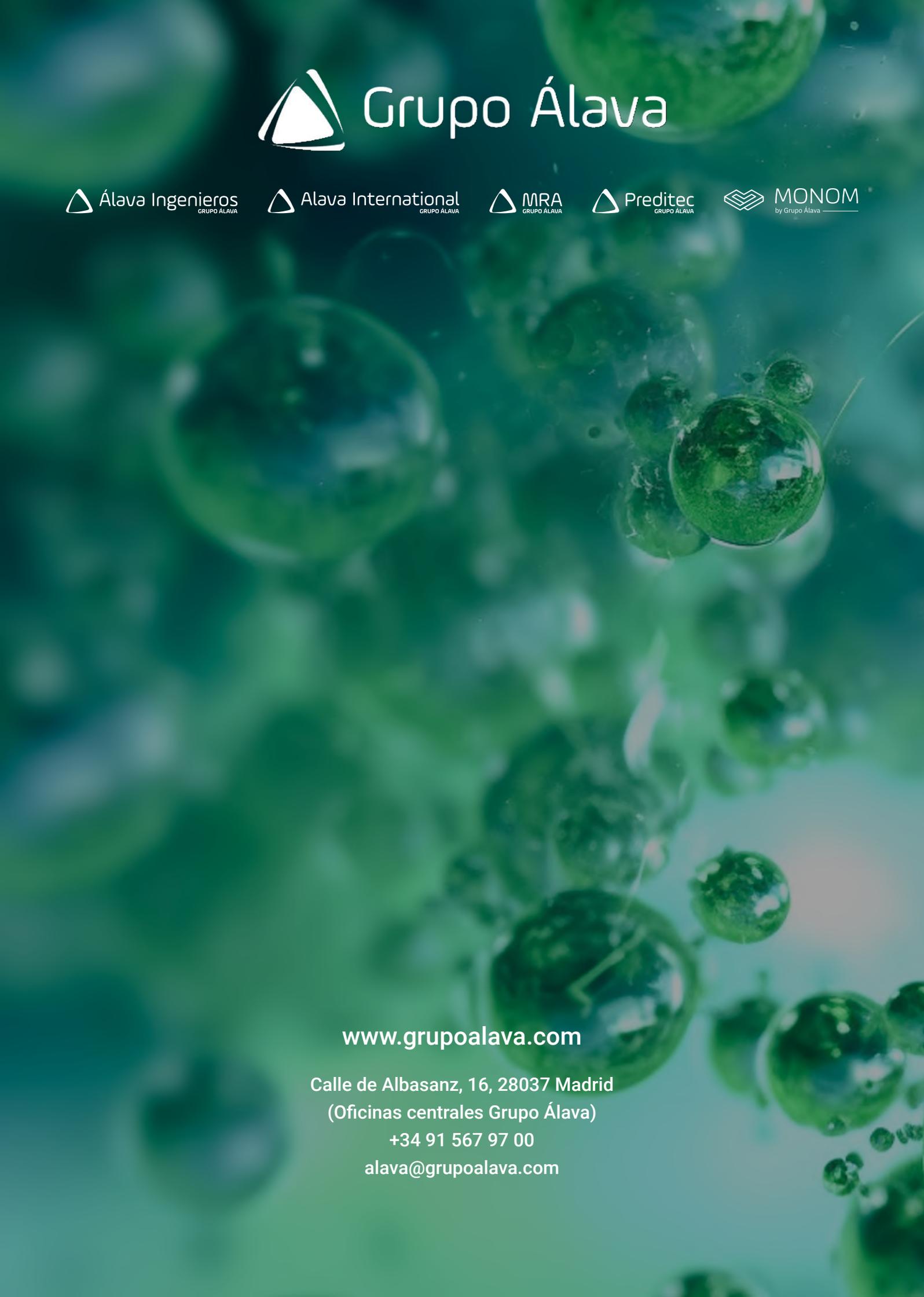
**Ilustración 23** \_ Precio amoniaco verde, ARIENA <sup>[22]</sup>. **Página 59**

**Ilustración 24** \_ Precio del amoniaco, <sup>[24]</sup>. **Página 60**

**Ilustración 25** \_ Fertilizante necesario para varios cultivos, <sup>[21]</sup>. **Página 61**

**Ilustración 26** \_ Cálculos del impacto en costes del fertilizante verde en diferentes cultivos. **Página 62**

**Ilustración 27** \_ Logo de CertifHy, una agencia certificadora de garantías de origen de hidrógeno verde. **Página 77**



# Grupo Álava

 Álava Ingenieros  
GRUPO ALAVA

 Alava International  
GRUPO ALAVA

 MRA  
GRUPO ALAVA

 Preditec  
GRUPO ALAVA

 MONOM  
by Grupo Álava

[www.grupoalava.com](http://www.grupoalava.com)

Calle de Albasanz, 16, 28037 Madrid  
(Oficinas centrales Grupo Álava)

+34 91 567 97 00

[alava@grupoalava.com](mailto:alava@grupoalava.com)